

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт Нефти и газа  
институт  
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти  
код – наименование направления

Совершенствование эксплуатации скважин установками штанговых  
глубинных насосов на Абдуловском месторождении  
нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть»  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_ кандидат технических наук, доцент Е.В. Безверхая  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ В.И. Фокин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта

_____	_____	Е.В. Мусияченко
подпись	дата	инициалы, фамилия

Нормоконтролер

_____	_____	О.В. Помолотова
подпись	дата	инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт Нефти и газа

институт  
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**

**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

**в форме бакалаврской работы**

Студенту Фокину Вадиму Игоревичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-04 Направление (специальность) 21.03.01.02  
номер код

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Совершенствование эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов на Абдуловском месторождении нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть».

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР: Е.В. Безверхая, кандидат технических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ.  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, национальные стандарты, проектные документы (проект разработки месторождения и др.), отчетные документы (ежегодные отчеты НГДУ, ЦДНГ и др.), регламентные документы.

Перечень разделов ВКР: 1. Геолого-физическая характеристика Абдуловского месторождения 2. Динамика и состояние разработки Абдуловского месторождения 3. Обоснование работ по совершенствованию эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов 4. Безопасность и экологичность проекта 5. Экономическая эффективность совершенствования эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
подпись

Е.В. Безверхая  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
подпись

В.И. Фокин  
инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа 73 л., 7 рисунков, 35 таблиц, 21 использованный источник, 2 приложения

НЕФТЬ, СКВАЖИНА, ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, ДЕБИТ, ОПТИМИЗАЦИЯ, ШТАНГОВАЯ ГЛУБИННАЯ УСТАНОВКА, РЕЖИМ, ПРОГРАММНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Объектом исследования являются скважины, оборудованные УШГН на Абдуловском месторождении.

Цель работы – увеличение добычи нефти.

В процессе работы была изучена эффективность работы установок штанговых глубинных насосов, а также рассмотрены методики подбора оборудования и режима работы скважин, оборудованных УШГН.

В результате исследования выявлена необходимость замены штангового глубинного насоса для увеличения добычи нефти.

Применение – на всех месторождениях, оборудованных установками штанговых глубинных насосов.

Предложения по замене штангового глубинного насоса обеспечат достаточный уровень безопасности и экологичности при ремонте нефтегазовых скважин.

Экономическая эффективность предлагаемого мероприятия характеризуется приростом добычи нефти, снижением её себестоимости, ростом прибыли и производительности труда.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	6
1 Геолого-физическая характеристика Абдуловского месторождения.....	7
1.1 Общие сведения об Абдуловском месторождении.....	7
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	9
1.3 Общая характеристика продуктивных пластов .....	12
1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	16
2 Динамика и состояние разработки Абдуловского месторождения.....	21
2.1 Анализ показателей разработки.....	20
2.2 Анализ фонда скважин .....	22
2.3 Современные технологии повышения нефтеотдачи, применяемые в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть».....	23
3 Обоснование работ по совершенствованию эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов.....	27
3.1 Обзор современных технологий добычи нефти. Глубинно-насосный способ добычи нефти.....	27
3.1.1 Обзор современных технологий добычи нефти, в том числе установок штанговых глубинных насосов.....	27
3.1.2 Конструктивные особенности и принцип действия установки штанговых глубинных насосов.....	28
3.2 Эффективность применения установок штанговых глубинных насосов.....	33
3.2.1 Опыт применения установок штанговых глубинных насосов в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть» в условиях Абдуловского месторождения.....	33
3.2.2 Обзор современных технологий подбора оборудования. Характеристика программно-технологического комплекса «Насос».....	42

3.3 Прогноз применения мероприятия.....	46
3.3.1 Расчет параметров проектируемого мероприятия.....	46
3.3.2 Расчет технологической эффективности проектируемого мероприятия.....	53
4 Безопасность и экологичность.....	56
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	56
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	57
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	58
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	60
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	62
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	65
4.7 Экологичность проекта.....	66
Заключение.....	67
Список сокращений и определений.....	68
Список использованных источников.....	69
Приложение А (обязательное) – Перечень демонстрационных материалов.....	71
Приложение Б (справочное) – Расчет подбора оборудования программно- техническим комплексом «Насос» для скважины № 2282 Абдуловского месторождения.....	72

## ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития нефтяной промышленности определяются созданием надежной сырьевой базы за счет проведения геологоразведочных работ, совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений.

На Абдуловском нефтяном месторождении основным способом эксплуатации является штанговый глубинно-насосный способ эксплуатации. На нефтяных месторождениях Башкортостана штанговые глубинные насосные установки широко используются для добычи нефти из скважин, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью.

Улучшению технико-экономических показателей эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов в настоящее время уделяется большое внимание. Практическая значимость рассматриваемой проблемы, необходимость в совершенствовании методов направленных на увеличение межремонтного периода работы скважин, а также разработка и внедрение новой техники и технологии в нефтепромысловую практику обусловили актуальность данной проблемы.

В процессе разработки нефтяного месторождения изменяются пластовое давление, дебит скважин, обводненность продукции, коррозионные условия среды, свойства смеси и т.д. Кроме того, изменяются в широких пределах также параметры, характеризующие работу оборудования: нагрузки на головку балансира, штанги, трубы, а также число ходов и длина хода головки балансира станка-качалки, конструкция колонны штанг и труб, глубина их подвески.

Эти факторы (каждый в отдельности и все вместе) влияют на показатели работы УШГН, определяя оптимальный режим ее работы.

В данной работе рассматривается вопрос совершенствования эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, в условиях Абдуловского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть».



## **1 Геолого-физическая характеристика Абдуловского месторождения**

### **1.1 Общие сведения об Абдуловском месторождении**

Абдуловское нефтяное месторождение расположено на территории Ермекеевского района Республики Башкортостан в 38 км к северо-западу от станции Аксаково и в 40 км западнее г. Белебея. В непосредственной близости к месторождению находятся в промышленной разработке Троицкое, Згурицкое и Дмитриевское месторождения.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой всхолмленную равнину, расчлененную речными долинами и оврагами. Основная часть территории занята пашнями, а юго-западная часть, в основном, лесами. Гидрографическая сеть района связана с р. Ик, Кидаш, Стивинзя, Ташлы, Сулли, Мордовские и Татарские Сулли.

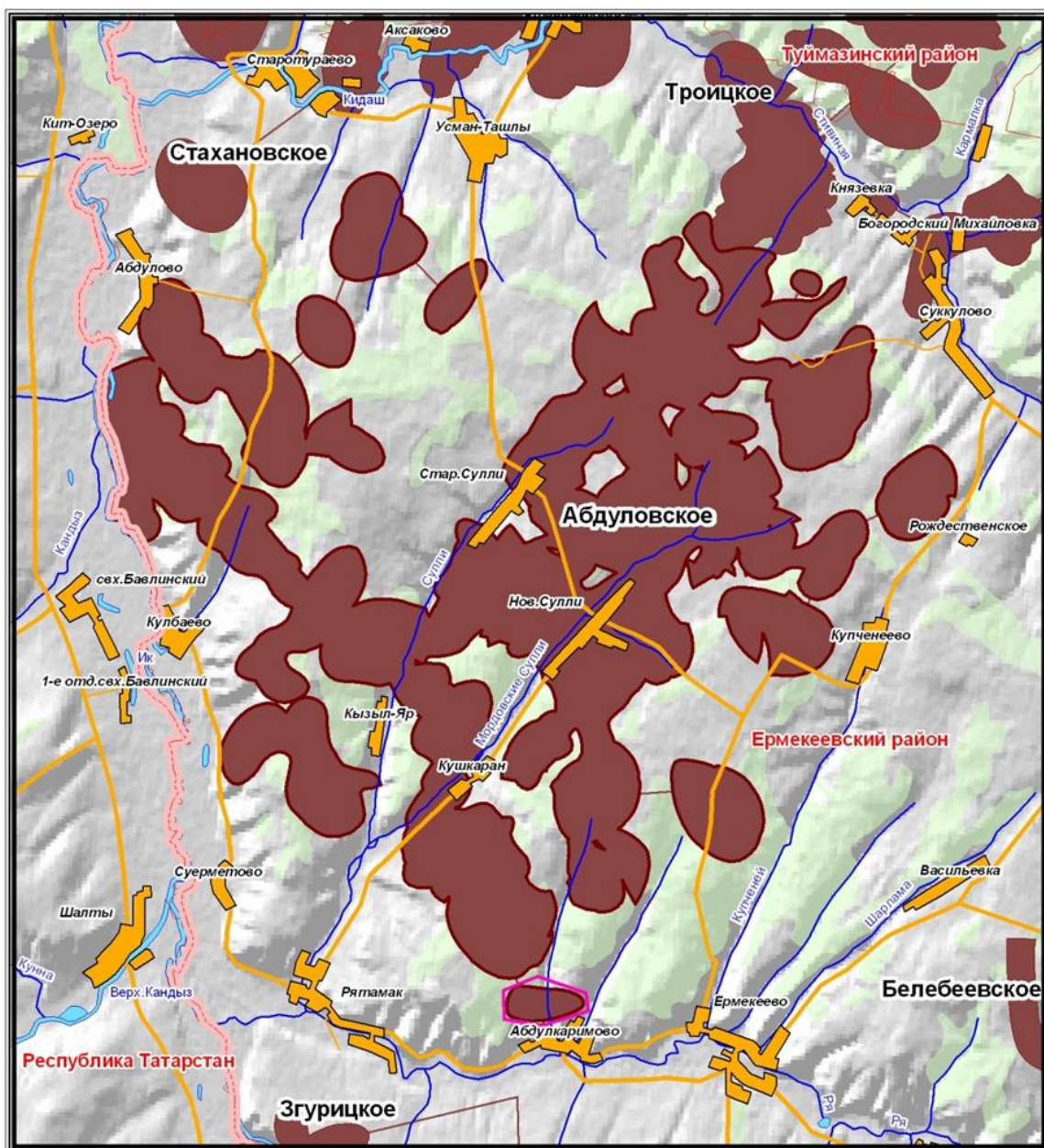
Климат района континентальный с холодной продолжительной зимой и теплым, иногда сухим и жарким летом. Колебание средних температур составляет от минус 35 °С зимой до плюс 30 °С летом. Среднее годовое количество осадков около 500 мм. Глубина промерзания почвы достигает до 1,8 м.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный. Небольшие населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и только через д. Новосулли проходит шоссейная дорога Октябрьский – Ермекеево.

Система сбора нефти и газа Абдуловского нефтяного месторождения связана с Самсыкским нефтепарком [1].

В целом, территория расположения Абдуловского месторождения характеризуется оптимальным климатом и условиями для создания рациональной системы разработки месторождения с применением современной техники и технологии.

Обзорная карта месторождения представлена на рисунке 1.1.



**МАСШТАБ 1:150 000**



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района Абдуловского  
нефтяного месторождения

## **1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Осадочная толща Абдуловского месторождения складывается вендскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и третично-четвертичными отложениями [2].

Пермская система представлена верхним и нижним отделами.

Верхний отдел включает в себя татарский, казанский и уфимский ярусы, нижний отдел – кунгурский, артинский, сакмарский и ассельский ярусы.

Кунгурский ярус представлен иренским и филипповским горизонтами, сложенными гидрохимическими осадками.

Иренский горизонт сложен ангидритами голубовато-серыми, кристаллическими, крепкими, массивными. Толщина иренского горизонта изменяется от 46 до 102 м.

Филипповский горизонт условно подразделяется на две пачки: ангидрит-доломитовую и доломитовую. Толщина филипповского горизонта 39-67 м.

Толщина кунгурского яруса 95-145 м.

Артинский ярус сложен известняками серыми, с буроватым оттенком, органогенными, прослоями оолитовыми, пористо-кавернозными, доломитизированными, глинистыми, сильно сульфатизированными, с прослоями доломитов светло-серых, мелкозернистых и брекчий.

В известняках и доломитах часто встречаются битуминозность и нефтепроявления, в том числе и промышленные. Толщина артинского яруса колеблется в пределах 2-52 м.

Каменноугольная система представлена тремя отделами: верхним, средним и нижним.

Нижний отдел включает серпуховский, визейский и турнейский ярусы.

Визейский ярус представлен окским и кожимским надгорizontами. В составе кожимского надгорizontа выделяются радаевский и бобриковский и косьвинский (елховский) горизонты.

Радаевский и бобриковский горизонты слагаются аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты черные и темно-серые, плитчато-слоистые, углистые, с многочисленными растительными остатками, включениями пирита, с линзами черного кремня. Алевролиты серые и темно-серые, разномзернистые, кварцевые, сцементированные глинистым цементом, пиритизированные. Песчаники (пласт CVI) – светло-серые, кварцевые, преимущественно мелкозернистые, реже (линзами) грубозернистые, неясно-слоистые, участками слюдистые.

Толщина радаевского и бобриковского горизонтов 15-10 м.

Турнейский ярус подразделяется на кизеловский, черепетский и нерасчлененные упинский и малевский горизонты.

Кизеловский горизонт представлен известняками коричневато-серыми, органогенными, иногда сгустковыми. Известняки в основном фораминиферово-водорослевые, доломитизированные, окремнелые. Толщина кизеловского горизонта 20-28 м.

Черепетский горизонт сложен известняками светло-, черно-коричневыми, органогенными, иногда сгустковыми, фораминиферово-водорослевыми, сульфатизированными. Толщина горизонта 30-35 м.

Суммарная толщина турнейского яруса 74-83 м.

Девонская система представлена верхним, средним и нижним отделами.

Верхний отдел представлен фаменским и франским ярусами, средний отдел состоит из живетского и эйфельского ярусов, нижний из эмского яруса.

Фаменский ярус представлен верхним, средним и нижним подъярусами. Верхний подъярус представлен заволжским надгоризонтом, средний и нижний подъярусы не расчленены.

Заволжский надгоризонт представлен разнообразными органогенными известняками: светло-коричневыми, светло-серыми, органогенно-детритовыми, органогенно-сгустковыми, комковато-мелкосгустковыми, неравномерно глинистыми, пиритизированными, сульфатизированными. Толщина заволжского надгоризонта 57-70 м.

Среднефаменский подъярус представлен известняками серыми, коричневато-серыми и доломитами серыми, коричневато-серыми, мелкозернистыми. Верхняя часть среднефаменского подъяруса складывается глинистыми известняками. Нижняя часть сложена преимущественно доломитами. Толщина среднефаменского подъяруса 46-62 м.

Нижнефаменский подъярус представлен преимущественно карбонатными породами с преобладанием доломитов. Верхняя часть нижнефаменского подъяруса сложена в основном доломитами, а нижняя доломитами и известняками, среди которых встречаются глинистые разности. Отмеченная продуктивность приурочена к верхней части разреза. Толщина 116-141 м.

Франский ярус подразделяется на три подъяруса: верхний, средний и нижний.

В состав нижнефранского подъяруса входят кыновский (тиманский) и пашийский горизонты.

Пашийский горизонт состоит из верхней песчаниково-аргиллитово-алевролитовой (пласт D<sub>Ivx</sub>) пачки, средней песчаниковой (пласт D<sub>Icp</sub>) пачки и нижней песчано-алевролитово-аргиллитовой пачки (выделяется пласт D<sub>Iнж</sub>). Толщина пашийского горизонта 20-23 м.

Средний отдел представлен живетским и эйфельским ярусами.

Живетский ярус представлен отложениями старооскольского надгоризонта, в состав которого входят муллинский, ардатовский и воробьевский горизонты.

Муллинский горизонт представлен песчано-алевролитово-аргиллитовыми отложениями с преобладанием последних и пачкой известняков в кровле горизонта. Суммарная толщина муллинского горизонта 17-23 м.

Ардатовский горизонт залегает на размытой поверхности воробьевского горизонта и имеет сложное строение. Верхняя часть горизонта складывается более глубоководными глинисто-карбонатными породами. Нижняя часть горизонта складывается песчано-алевролитовыми породами с четко выдержанными тремя

прослоями аргиллитов, которые использовались при корреляции песчаных пластов DIII, DIV<sub>вх</sub>, DIV<sub>нж</sub>.

Верхняя часть ардатовского горизонта состоит из прослоя известняков и перекрывающей его мощной пачки аргиллитов. Песчаники нижней части горизонта (пласт DIV<sub>вх</sub>) переслаиваются с алевролитами и аргиллитами. Суммарная толщина ардатовского горизонта 23-34 м.

Воробьевский горизонт сложен аргиллитами в верхней части и песчано-алевролитовыми породами в нижней части горизонта.

Толщина воробьевского горизонта в среднем 8-10 м, в карманах размывов толщина песчаного пласта DIV<sub>нж</sub> увеличивается до 14 м [1].

### **1.3 Общая характеристика продуктивных пластов**

Промышленно нефтеносными в разрезе Абдуловского месторождения являются пачки Ркг и Рар карбонатной толщи нижней перми, пласт CVI терригенной толщи нижнего карбона, пачка СТкз турнейского яруса, пачки Дзв1, Дзв2, Дзв3 заволжского надгоризонта, пачки Дфмс1, Дфмс2, Дфмс3 и Дфмн фаменского яруса, пласты D0, DI<sub>вх</sub>, DI<sub>нж</sub>, DII, DIII, DIV<sub>вх</sub> и DIV<sub>нж</sub> терригенной толщи девона. Всего на месторождении восемь продуктивных пластов и десять пачек.

Рассмотрим характеристики продуктивных пластов месторождения.

Пачка Ркг имеет две залежи, причем нефтеносна только на залежи 1, на залежи 2 нефтенасыщенный коллектор толщиной 0,8 м выделен только в одной скважине. Общая толщина пачки в среднем равна 26 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина при изменении от 1,2 до 3,2 м, в среднем составляет 2,4 м. Коэффициент песчанистости 0,09, расчлененность 2. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пачки 2,1 м.

Пачка Рар промышленно нефтеносна на обеих залежах. Общая толщина пачки в среднем равна 19,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина при изменении от 0,8 до 7,2 м, в среднем составляет 2,9 м. Коэффициент песчани-

стости 0,64, расчлененность 2,7. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пачки 2,6 м.

Залежи пласта CVI прослеживаются по всей площади месторождения. Более всего залежей на Южно-Троицкой, Абдуловской и Тумбарлинской площадях, в меньшей мере – на Березовской и Суллинской, и полностью отсутствуют залежи пласта CVI на Рятамакской площади. Общая толщина пласта в среднем равна 14,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина при изменении от 0,8 до 7,5 м в среднем составляет 2,2 м. Коэффициент песчанистости 0,24, расчлененность 1,4. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1 до 1,9 м. Всего в пласте выделено 15 залежей.

Пачка СТкз (СТкз1) – верхняя пачка мощного продуктивного карбонатного разреза месторождения. Общая толщина пачки СТкз варьирует от 11,8 до 30,7 м, в среднем составляет 19,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 до 9,4 м при средней 5,3 м. Расчлененность равна 1,4, песчанистости – 0,26. Всего в пачке выделены 13 залежей. Все залежи пластово-сводовые, в той или иной степени литологически ограниченные. Чисто литологических залежей промышленного значения не выделено.

По разрезу в отложениях заволжского надгоризонта по литологическим свойствам и положению ВНК выделены три пачки: верхняя Dзв1, средняя Dзв2 и нижняя Dзв3.

Верхняя пачка Dзв1 наиболее промышленно продуктивная. Ее толщина варьирует от 34,3 до 66 м. Пачка представлена чередующимися прослоями пористых и плотных известняков. В кровле пачки Dзв1 залегает мощный пласт плотных глинистых известняков (заволжский репер). Пачка Dзв1 имеет локальное распространение. Нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 0,6 до 11,7 м при средней 4,3 м. Расчлененность составляет 2,8. Коэффициент доли коллекторов равен 0,08 долей ед.

Средняя пачка Dзв2 включает в себя четыре хорошо выдержанных прослоя коллекторов, толщиной до 2,0 м. Толщина средней пачки изменяется от 34,3 до 66 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина коллекторов со-

ставляет 2,7 м. Расчленённость 2,4, доля проницаемых прослоев в пачке 0,05. В пачке Dзв2 выявлены восемь залежей нефти.

Нижняя пачка Dзв3 имеет небольшую толщину 10 м, в ней выделяются преимущественно два пористых прослоя (в кровельной и подошвенной частях), представленных порово-кавернозными известняками и доломитами. Средняя общая толщина пачки составляет 62,1 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 3,5 м. Расчленённость составляет 2,3, доля проницаемых прослоев в пачке 0,04. В пачке Dзв3 выявлено шесть залежей нефти.

По пачке Dфмс геометризация залежей выполнена по трем отдельным пачкам Dфмс1, Dфмс2 и Dфмс3. По пачке Dфмс1 выявлено 17 залежей нефти. Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Dфмс2 изменяется от 0,6 до 5,9 м и в среднем равна 2,3 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 1,82 м. Коэффициент доли коллекторов равен 0,05 долей ед. Расчлененность 2,2. Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Dфмс3 изменяется от 0,6 до 4,2 м и в среднем равна 1,9 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 1,72 м. Коэффициент доли коллекторов равен 0,04 долей ед. Расчлененность 1,8.

По литологическим и структурным признакам пачка Dфмн рассматривается единым подсчетным объектом в объеме нижнефаменского подъяруса. Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Dфмн изменяется от 0,5 до 9,0 м и в среднем равна 3,0 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 2,25 м. Коэффициент доли коллекторов равен 0,20 долей ед. Расчлененность 4,3.

Пласт D0 появляется только в зоне Серафимовско-Ермекеевского прогиба. Всего выявлены три небольшие залежи. Суммарная толщина нефтенасыщенных пропластков пласта D0 в этой залежи составляет 2,2 м. ВНК принят на отметке -1637,1 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, небольших размеров (в диаметре около 0,7 км) и высотой 3,1 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта DІvх изменяется от 0,6 до 4,4 м и в среднем равна 2,0 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина



1,56 м. Коэффициент песчанистости равен 0,23 долей ед. Расчлененность 1,6. По пласту DІvх выделено 17 залежей.

Пласт DІср имеет четыре небольших залежи. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта DІср изменяется от 0,8 до 11,6 м и в среднем равна 3,5 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 1,87 м. Коэффициент песчанистости равен 0,37 долей ед. Расчлененность 2,0.

Пласт DІІ имеет коэффициент распространения равный 0,848. Нефтенасыщенные части пласта изменяются в диапазоне 1,1-3,4 м. Пласт характеризуется наибольшим коэффициентом расчлененности, равным 2,3. Коэффициент песчанистости составляет 0,43. В пласте DІІ выделены пять залежей нефти.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта DІІІ изменяется от 0,8 до 2,9 м и в среднем равна 1,8 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 0,99 м. Коэффициент песчанистости равен 0,12 долей ед. Расчлененность 1,1. Всего в пласте DІІІ выделены 13 залежей нефти.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта DІVвх изменяется от 0,8 до 10,0 м и в среднем равна 3,4 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 2,2 м. Коэффициент песчанистости равен 0,22 долей ед. Расчлененность 1,5. В пласте DІVвх выделено семь залежей.

Пласт DІVнж промышленно нефтеносен в восточной части. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта DІVнж меняется от 0,6 до 7,6 м при средней 2,9 м. Расчлененность равна 1,2. Коэффициент песчанистости 0,19. Всего в пласте DІVнж выделено пять залежей [1].

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (основных эксплуатационных объектов) Абдуловского месторождения представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика основных эксплуатационных объектов Абдуловского месторождения

Параметры	Пласт CVI	Пачка СТкз
Средняя глубина залегания кровли , м	1437	1450
Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	-1124,0-1153,3	-1146,0-1194,2
Тип залежей	пластовый, сводовый	пластовый, сводовый
Тип коллектора	поровый	смешанный
Средняя общая толщина, м	14,4	19,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,2	5,3
Средний коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	0,126	0,021
Средний коэффициент пористости, единиц	0,172	0,103
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц	0,803	0,683
Начальная пластовая температура, °С	25	27
Начальное пластовое давление, МПа	13,4	13,8
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	885	856
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	898	880
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	30,5	10,2

#### 1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Нефти изучены как в глубинных, так и в поверхностных условиях, а также в лаборатории физико-химических исследований нефтей и газов ООО «БашНИПИнефть». В глубинных условиях отобрано 45 проб нефти.

Наибольшее количество проб, отобранных в пластовых условиях, приходится на пачку СТкз (11 проб). Кроме того, пробы нефти в пластовых условиях в различных количествах отобраны из пласта CVI, пачек Дзв, Дфмс, пластов DІvх, DII, DIVvх, DIVнж [1].

Средние значения основных параметров пластовых нефтей эксплуатационных объектов Абдуловского нефтяного месторождения приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Свойства пластовой нефти основных эксплуатационных объектов Абдуловского нефтяного месторождения

Параметр	Бобриковско-радаевский горизонт Пласт CVI	Турнейский ярус Пачка СТкз
Пластовое давление, МПа	12,67	13,11
Пластовая температура, °С	26	27
Давление насыщения, МПа	3,67	5,82
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	15,46	26,6
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	885,0	856,0
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	30,5	10,2
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,036	1,061
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20 °С: -при однократном (стандартном) разгазировании	1,374	1,347

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти, средние значения которой получены по результатам анализа дегазированных глубинных и поверхностных проб, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти основных эксплуатационных объектов Абдуловского нефтяного месторождения

Параметр	Пласт CVI	Пачка СТкз
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	890	890,7
Вязкость, мПа·с при 20 °С при 50 °С	39,15 -	37,06 -
Массовое содержание, % серы смола силикагелевых асфальтенов парафинов воды механических примесей	2,62 15,3 10,79 3,61 13,54 -	2,87 14,64 9,27 3,61 13,97 -

Продолжение таблицы 1.3

Параметр	Пласт CVI	Пачка СТкз
Содержание микрокомпонентов, г/т		
ванадий	-	-
никель	-	-
Температура плавления парафина, °С	51	49,4
Температура начала кипения, °С	74	72,17
Фракционный состав, %		
до 200 °С	21,3	19,98
до 300 °С	32,0	29,48

Пластовая нефть отложений DI-DIV Абдуловского месторождения относится к группе легких, парафинистых, маловязких.

По отложениям CVI, СТкз нефть относится к группе тяжелых, сернистых, высоковязких.

Сведения о компонентном составе газа, растворенного в нефти, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти основных эксплуатационных объектов Абдуловского месторождения

Параметр	Пласт CVI			Пачка СТкз		
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	газ	нефть		газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %						
-сероводород	-	-	-	1,30	-	0,34
-двуокись углерода	0,32	-	0,04	1,37	-	0,31
- азот+редкие	17,00	-	2,19	18,21	-	4,07
в т.ч. гелий	0,05	-	-	0,02	-	-
- метан	39,89	0,60	5,27	29,42	0,63	6,60
- этан	15,01	2,08	2,51	18,47	2,90	4,64
- пропан	15,45	1,08	3,85	18,58	1,16	6,40
- изобутан	3,14	2,76	1,38	3,37	4,00	1,64
- нормальный бутан	5,11	2,63	3,07	5,38	3,19	4,44

Продолжение таблицы 1.4

Параметр	Пласт CVI			Пачка СТкз		
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	газ	нефть		газ	нефть	
- изопентан	1,85	2,34	2,56	1,95	2,39	2,94
- нормальный пентан	1,02	5,35	2,17	0,88	6,32	2,05
- гексаны	0,94	6,04	4,77	0,68	7,20	5,41
- гептаны	0,22	-	5,22	0,37	-	5,77
- остаток C <sub>9+</sub>	-	77,12	66,97	-	72,21	55,39
Молекулярная масса, г/моль	31	-	216	33	-	183
Плотность						
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,269	-	-	1,348	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,053	-	-	1,119	-	-
-нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	898,0	885,0	-	880,9	856,0

Все газы, растворенные в нефти, имеют плотность больше единицы. Газы относятся к категории жирных, кроме метана содержат и тяжелые углеводороды.

Водоносные горизонты и их воды изучались в процессе геологической съемки, структурно-поискового, поисково-разведочного и в меньшей степени эксплуатационного бурения. Свойства и состав пластовых вод Абдуловского нефтяного месторождения приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Свойства и состав пластовых вод основных эксплуатационных объектов Абдуловского нефтяного месторождения

Параметр	Пласт CVI	Пачка СТкз
Плотность воды, г/см <sup>3</sup> - в стандартных условиях	1,120	1,125
Химический состав вод, г/100г р-ра/моль/дм <sup>3</sup>		

Продолжение таблицы 1.5

Параметр	Пласт CVI	Пачка СТкз
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	4,314/2182,964	15,966/2262,011
$\text{Ca}^{+2}$	0,683/381,195	0,912/511,636
$\text{Mg}^{+2}$	0,286/262,934	0,376/347,34
$\text{Cl}^-$	8,92/2812,59	9,79/3103,3
$\text{HCO}_3^-$	0,01/1,891	0,02/3,631
$\text{SO}_4^{-2}$	0,54/12,617	0,06/14,055
Общая минерализация, г/л	159,5	197,2
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	хлоркальциевый	хлоркальциевый

Пластовые воды всех пачек и пластов разреза Абдуловского месторождения являются по типу хлоркальциевыми (только воды пачек Ркг+Рар по малому числу проб сульфатно-натриевые) высокоминерализованными.

## 2 Динамика и состояние разработки Абдуловского месторождения

### 2.1 Анализ показателей разработки

Абдуловское месторождение открыто в 1960 г. и введено в разработку в 1971 г. Месторождение включает в себя 6 площадей: Абдуловскую, Березовскую, Рятамакскую, Суллинскую, Тумбарлинскую, Южно-Троицкую и участок Рятамакский-1, открытый в 2004 году. Площади Абдуловского месторождения до 2000 года разрабатывались как самостоятельные месторождения. Разбуривание месторождения осуществлялось по проектной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400х400 м при кустовом размещении устьев. Месторождение находится на второй стадии разработки [1].

Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2012 г. с начала разработки приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2012

Основные показатели разработки	Пласт CVI	Пачка СТкз	Месторождение
Год ввода в разработку	1973	1978	1971
Годовая добыча нефти, $10^3$ т/год	17,8	70,8	183,4
Накопленная добыча нефти, $10^3$ т	264,2	1098,1	3414,5
Темп отбора от НИЗ, %	2,0	1,8	2,1
Темп отбора от ТИЗ, %	2,7	2,4	3,2
Текущий КИН, единиц	0,082	0,085	0,118
Утвержденный КИН, единиц	0,278	0,303	0,308
Годовая добыча жидкости, $10^3$ т/год	30,9	125,6	350,9
Накопленная добыча жидкости, $10^3$ т	596,0	2042,6	8383,4
Среднегодовая обводненность, %	42,3	43,6	47,73
Фонд добывающих скважин	12	96	188
Средний дебит нефти, т/сут	4,3	2,2	2,9
Средний дебит жидкости, т/сут	7,4	4,0	5,5
Годовая закачка воды, $10^3$ м <sup>3</sup> /год	0	175,6	270,7
Накопленная закачка воды, $10^3$ м <sup>3</sup>	0	940,8	3435

Динамика основных показателей разработки Абдуловского месторождения приведена на рисунке 2.1.

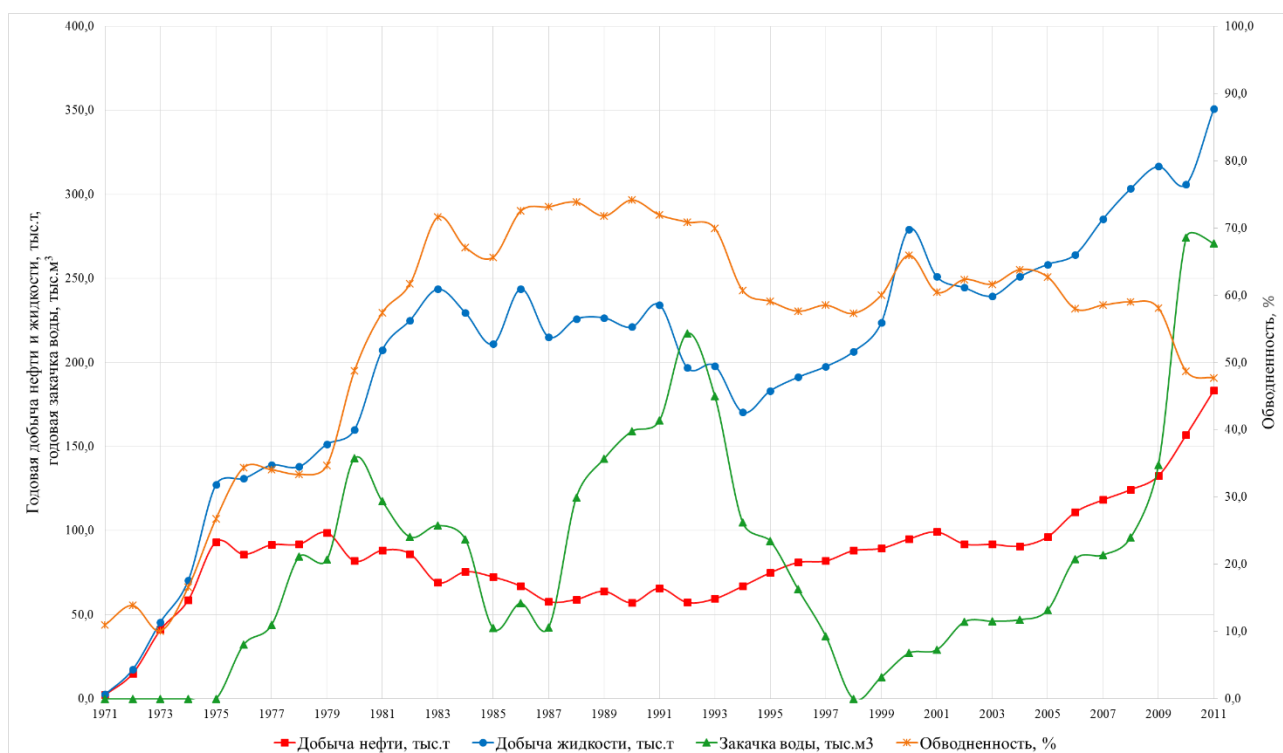


Рисунок 2.1 – Динамика технологических показателей разработки Абдуловского месторождения

По состоянию на 01.01.2012 г. с начала разработки из пластов месторождения отобрано 3415 тыс. т нефти. Накопленная добыча жидкости по месторождению составляет 8383 тыс. т. Основная добыча нефти ведется на Суллинской и Березовской площадях, из которых отобрано 60,1 % от накопленной добычи нефти по месторождению. Абдуловская площадь обеспечила 11,2 % накопленной добычи нефти. По Тумбарлинской площади отобрано 5,2 % нефти. По Южно-Троицкой и Рятамакской площадям отобрано 11,8 и 11,5 % нефти соответственно. По участку Рятамакский-1 отобрано 0,05 % нефти. Текущий КИН по месторождению достиг значения 0,118 долей ед., темп отбора от начальных извлекаемых запасов 2,1 %. Уровень годовой добычи нефти в целом по месторождению составляет 183,4 тыс. т, жидкости – 350,9 тыс. т. Накоплен-



ный объем закачки по месторождению равен 3435 тыс. м<sup>3</sup>. Накопленная компенсация отбора закачкой составляет 40,2 %. В 2011 г. объем закачиваемой воды достиг значения 271 тыс. м<sup>3</sup>, текущая компенсация отбора закачкой составляет 70,8 %. Месторождение находится на второй стадии разработки.

## 2.2 Анализ фонда скважин

По состоянию на 01.01.2012 г. на Абдуловском нефтяном месторождении пробурено 344 скважины, в том числе по Абдуловской площади 47 скважин, по Березовской площади 58 скважин, по Рятамакской площади 50 скважин, по Суллинской площади 115 скважин, по Тумбарлинской площади 22 скважины, по Южно-Троицкой площади 51 скважина, на участке Рятамакский-1 одна скважина.

По способам эксплуатации действующий фонд добывающих скважин распределяется следующим образом: ЭЦН пять скважин, ШГН 181 скважина, УЭДН две скважины, таким образом, весь фонд механизирован.

Характеристика фонда скважин Абдуловского месторождения представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика фонда скважин Абдуловского месторождения на 01.01.2012 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Значение
Фонд добывающих скважин	Пробурено	329
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	329
	В том числе:	
	действующие	188
	из них: ЭЦН	5
	УЭДН	2
	ШГН	181
	бездействующие	9
	пьезометрические	14
	переведены под закачку	21
	переведены в водозаборные	4
	в ожидании ликвидации	12
	ликвидированные	81

## Продолжение таблицы 2.2

Наименование	Характеристика фонда скважин	Значение
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	10
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	21
	Всего	31
	В том числе:	
	под закачкой	18
	бездействующие	-
	в освоении	-
	пьезометрические	10
	переведены в водозаборные	3
	переведены на другие горизонты	-
	в ожидании ликвидации	-
	ликвидированные	-
Фонд специальных скважин	Пробурено	5
	Возвращено из добывающих/нагнетательных	7
	Всего	12
	водозаборные	12
Всего пробурено		344

Большая часть скважин месторождения является малодебитной, то есть более 90% фонда составляют скважины с дебитом по жидкости до 10 т/сут. Дебит нефти варьирует от 0,1 до 31,5 т/сут, средний дебит по нефти составляет 2,9 т/сут.

Распределение по дебиту жидкости следующее: менее 10 т/сут отбирает 92,6 % скважин, от 10 до 20 т/сут – 3,2 %, от 20 до 30 т/сут – 2,1 %, от 30 до 60 т/сут – 2,1 %. Средний дебит по жидкости 5,6 т/сут.

## 2.3 Современные технологии повышения нефтеотдачи, применяемые в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть»

За последние годы в ООО «НГДУ Туймазанефть» применялись различные методы увеличения нефтеотдачи. Причем, применение их зависит от многих факторов: геологического строения месторождения на поздней стадии эксплуатации, свойств коллектора и т.д. Рассмотрим наиболее распространенные методы увеличения нефтеотдачи. Все виды воздействия на призабойную зону

скважин в ООО «НГДУ Туймазанефть» по технологии проведения можно объединить в следующие группы:

- химические методы: закачка осадкогелеобразующей композиции "КОГОР", закачка нефтенола, закачка цеолита, соляно-кислотные обработки и обработки кислотой замедленного действия, обработка призабойной зоны пласта поверхностно - активными веществами (ПАВ), ингибиторами коррозии;

- тепловые методы: обработка призабойной зоны пласта горячей нефтью, очистка труб и призабойной зоны магнитным активатором тепла и генератором тепла;

- механические методы: вибровоздействие на пласт вибратором СВ, вибратором-пульсатором, клапаном для создания глубокой депрессии, очистка насосно - компрессорных труб (НКТ) и призабойной зоны пласта от парафина штанговыми скребками, центраторами - фрезами;

- комбинированные методы: обработка призабойной зоны нагнетательных скважин термо-химическими зарядами, термоимплозионная обработка призабойной зоны скважин;

- гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи: нестационарное (циклическое) заводнение и изменение направления фильтрационных потоков, создание обратного конуса, зарезка боковых стволов.

Для поддержания отборов нефти на объектах Абдуловского месторождения проводились геолого-технические мероприятия по оптимизации насосного оборудования, перфорационные работы (дострел, перестрел), изоляционные работы, обработки призабойной зоны добывающих скважин для интенсификации притока, потокоотклоняющие технологии в нагнетательных скважинах. Больше количество работ – обработки призабойной зоны (ОПЗ) и оптимизация насосного оборудования, по ним же получено наибольшее количество дополнительной нефти. ОПЗ составляют 52 % от ГТМ, дополнительная добыча нефти – 34 % добычи от всех ГТМ. Работы по оптимизации оборудования составляют 31 % от всех ГТМ, дополнительная добыча нефти – 23 % добычи от всех ГТМ.

Наибольшее количество мероприятий – 47 % от всех ГТМ – проведено на скважинах турнейского яруса (основного объекта месторождения), преимущественно это ОПЗ.

Большое количество мероприятий проведено также на скважинах арда-товско-воробьевского горизонта, из них половина – оптимизация насосного оборудования. В 2010-2011 гг. проведены 4 ГРП на скважинах объекта, это наиболее эффективные мероприятия из всех проведенных (помимо ввода новых скважин). Дополнительно отобрано за счет проведения ГРП 12,6 тыс. т нефти, что составляет 11 % от всей дополнительной добычи ГТМ за 2007-2011 годы [1].

Эффективность ГТМ, проведенных на объектах Абдуловского месторождения в 2011 году представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Эффективность ГТМ, проведенных на объектах Абдуловского месторождения в 2011 году

Наименование ГТМ	Количество	Дополнительная добыча, т
Новые из бурения	2	5,78
Ввод из бездействия	1	0,07
Оптимизация насосного оборудования	10	6,51
Реперфорация/дострел	5	2,19
Ремонтно-изоляционные работы пласта	2	1,44
Обработка призабойной зоны	22	6,98
ГРП с проппантом	2	10,73
Перевод на другой объект	1	0,29
Прочие	3	1,25
Всего	48	35,25

### **3 Обоснование работ по совершенствованию эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов**

#### **3.1 Обзор современных технологий добычи нефти. Глубинно-насосный способ добычи нефти**

##### **3.1.1 Обзор современных технологий добычи нефти, в том числе установок штанговых глубинных насосов**

Существует три основных способа добычи нефти: фонтанный, газлифтный и механизированный [3].

Фонтанный способ применяется, если пластовое давление велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющей скважину. Этот способ является наиболее экономичным, так как не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости на поверхность. Кроме того, при этом способе не требуется закупка дорогостоящего оборудования, требующего к тому же регулярного обслуживания.

Газлифтным (компрессорным) называется способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатым газом, нагнетаемым в колонну подъемных труб.

Газлифтная эксплуатация является продолжением фонтанной эксплуатации, когда пластовая энергия уменьшается настолько, что подъем жидкости на поверхность ею не обеспечивается и возникает необходимость в дополнительной энергии.

Существуют следующие виды механизированной эксплуатации скважин: установкой штангового глубинного насоса (УШГН); установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН); установкой штангового (либо электропогружного) винтового насоса (УШВН, УЭВН); установкой электродиафрагменного насоса (УЭДН) и др.

Добыча нефти при помощи штанговых насосов – самый распространенный способ искусственного подъема нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью. Как минимум две трети фонда действующих добывающих скважин эксплуатируются установками ШГН [4].

Перед другими механизированными способами добычи нефти УШГН имеют следующие преимущества: обладают высоким коэффициентом полезного действия; проведение ремонта возможно непосредственно на промыслах; для первичных двигателей могут быть использованы различные приводы.

Установки ШГН могут применяться в осложненных условиях эксплуатации – в пескопроявляющих скважинах, при наличии в добываемой нефти парафина, при высоком газовом факторе, при откачке коррозионной жидкости, при большой глубине спуска насоса [5].

Как показывает практика, межремонтный период работы скважин с установками ШГН сильно зависит от правильности выбора конструкций установок и режима их работы.

Существующие многочисленные методики подбора оборудования и режима работы позволяют с разной степенью успешности решать вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин. Благодаря постоянному совершенствованию, УШГН в настоящее время остаются простым, довольно надежным, экономически приемлемым и конкурентоспособным оборудованием.

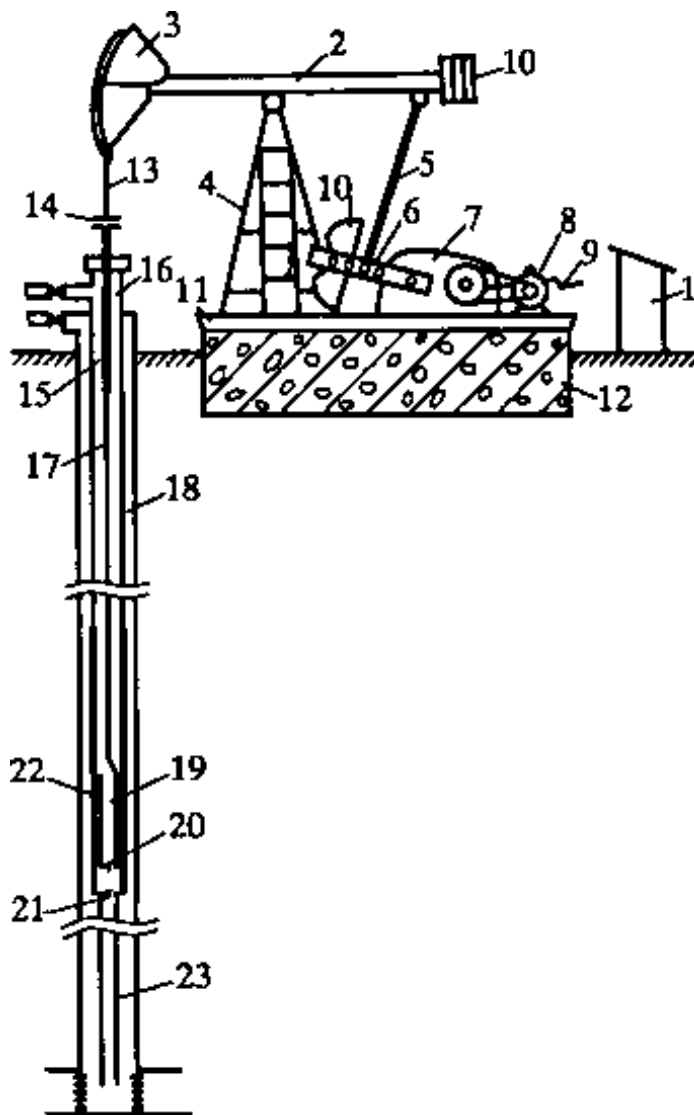
### 3.1.2 Конструктивные особенности и принцип действия установок штанговых глубинных насосов

Штанговая насосная установка – комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью штангового насоса, приводимого в действие станком-качалкой [6].

Оборудование УШГН состоит из двух частей: наземного и подземного. Наземное оборудование состоит из станка-качалки, привода, станции управления и устьевой арматуры. Подземное оборудование включает в себя колонну НКТ, колонну штанг, глубинный насос и, при необходимости, другие элементы

(хвостовик, газовый или газопесочный якорь, якорь для фиксации колонны НКТ в обсадной колонне и т.п.).

Схема УШГН представлена на рисунке 3.1.



1 – станция управления; 2 – баланси́р; 3 – головка баланси́ра; 4 – стойка баланси́ра; 5 – шату́н; 6 – кривоши́п; 7 – редукто́р; 8 – приводной дви́гатель; 9 – тормо́з; 10 – противо́весы; 11 – металличе́ская ра́ма; 12 – бето́нный фундаме́нт; 13 – канатная подве́ска; 14 – траверсы; 15 – полиро́ванный што́к; 16 – устье́вая армату́ра; 17 – коло́нна штанг; 18 – коло́нна НКТ; 19 – плунже́р насо́са; 20 – нагнетате́льный клапа́н; 21 – всасы́вающий клапа́н; 22 – цилиндр насо́са; 23 – хвосто́вик

Рисунок 3.1 – Схема штанговой глубинной установки (УШГН)

Основным элементом наземного оборудования является станок-качалка, состоящий из балансира 2, головки балансира 3, стойки 4, шатуна 5, кривошипа 6, редуктора 7, приводного двигателя 8, тормоза 9 и противовесов 10. Управление наземным оборудованием осуществляется специальной станцией 1. Станок-качалка, редуктор и приводной двигатель монтируются на металлической раме 11, устанавливаемой на бетонном фундаменте 12. Головка балансира 3 имеет канатную подвеску 13, соединенную с полированным штоком 15 с помощью траверса 14. Устье скважины оборудовано устьевой арматурой 16. Станок-качалка предназначен для восприятия нагрузок, действующих в точке подвеса штанг (ТПШ) в течение насосного цикла, и преобразования вращательного движения ротора приводного двигателя в возвратно-поступательное движение головки балансира. Редуктор 7 предназначен для снижения числа оборотов приводного двигателя 8 и повышения крутящего момента на выходном валу, на котором закреплены кривошипы 6. Кривошипы 6 соединены шатунами 5 с балансирами 2. На входном валу редуктора имеется шкив, соединенный клиноременной передачей со шкивом приводного двигателя 8. В системе имеется также тормоз 9. Приводной двигатель устанавливается и закрепляется на салазках. При необходимости изменения числа качаний балансира заменяется размер шкива на приводном двигателе. Изменение длины хода полированного штока 15 (перемещения головки балансира) осуществляется изменением радиуса кривошипа 6 перестановкой шатуна 5, для чего кривошип имеет несколько отверстий. Кроме того, кривошип имеет устройство, позволяющее перемещать вдоль него противовесы 10, добиваясь наилучшего уравнивания нагрузок, действующих в ТПШ.

В настоящее время промышленностью выпускается значительное количество типоразмеров станков-качалок (СК), отличающихся грузоподъемностью, длиной хода полированного штока и числом качаний, предназначенных для эксплуатации скважин различных категорий.

Устьевая арматура 16 имеет выкидной манифольд, манифольд затрубного пространства, а также сальниковое устройство, через которое проходит полированный шток 15.



Подземное оборудование включает колонну штанг 17, предназначенную для передачи возвратно-поступательного движения головки балансира плунжеру 19 глубинного насоса, а также для восприятия нагрузок, действующих на штанги в течение насосного цикла. Имеется колонна НКТ 18, на нижнем конце которой закреплен цилиндр насоса 22. Плунжер глубинного насоса имеет один или два нагнетательных клапана 20, а цилиндр насоса – всасывающий клапан 2. К приему насоса закреплен хвостовик 23.

Цилиндр скважинного насоса имеет различное конструктивное оформление, а внутренняя его поверхность тщательно обработана, равно как и наружная поверхность плунжера. Вместе они составляют пару трения.

Рассмотрим принцип работы штанговой глубинной установки.

При ходе головки балансира вверх плунжер также перемещается вверх; при этом нагнетательный клапан 20 закрывается под действием веса продукции скважины, находящейся в НКТ. При снижении давления в цилиндре насоса до величины, меньшей, чем давление на приеме (давление в скважине перед всасывающим клапаном), всасывающий клапан 21 открывается, и цилиндр насоса заполняется скважинной продукцией (такт всасывания).

При ходе плунжера вниз давление в цилиндре насоса повышается, всасывающий клапан закрывается, а когда давление в цилиндре насоса (под плунжером) становится большим, чем давление над плунжером, открывается нагнетательный клапан, и продукция из цилиндра через плунжер перетекает в колонну НКТ (такт нагнетания). Затем цикл повторяется. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию [7].

Характерной особенностью УШГН является применение скважинного насоса объемного типа, работа которого обеспечивается возвратно-поступательным перемещением плунжера с помощью наземного привода и связующим органом.

Скважинный штанговый насос представляет собой плунжерный насос, приспособленный для работы в скважинах на большой глубине. Скважинные

штанговые насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводнённостью до 90 %, температурой не более 1300 °С, содержанием сероводорода не более 50 г/л, минерализующей воды не более 10 г/л.

Штанговые (глубинные) насосы по конструкции и способу установки разделяются на две основные группы: вставные и невставные. В каждой из этих групп насосы изготовляют различных типов, отличающихся конструктивными особенностями, габаритами, устройством плунжера.

Вставной насос спускают в скважину в собранном виде на насосных штангах и извлекают его на поверхность также в собранном виде путем подъема этих штанг. Насос устанавливают и закрепляют при помощи специального замкового приспособления, заранее спускаемого в скважину на трубе.

Для смены вставного насоса достаточно поднять на поверхность только насосные штанги, насосные же трубы остаются постоянно в скважине; их извлекают лишь при необходимости исправления замкового приспособления, что на практике бывает редко. Эти преимущества вставного насоса имеют особое значение при эксплуатации глубоких скважин, в которых спуско-подъемные операции при подземном ремонте занимают много времени.

Невставные насосы характерны тем, что их основные узлы (цилиндр и плунжер) спускаются в скважину раздельно: цилиндр - на насосных трубах, а плунжер в сборе с всасывающим и нагнетательным клапанами на штангах. Подъем невставного насоса из скважины осуществляется также в два приема: сначала извлекают штанги с плунжером и клапанами, а затем трубы с цилиндром.

Вставные скважинные насосы наиболее эффективно применять в глубоких скважинах с относительно небольшими межремонтными периодами. Невставные насосы эффективней применять в скважинах относительно небольшой глубины с большими межремонтными периодами.

Простота обслуживания и надежность скважинных насосов, высокий КПД, гибкость в отношении регулирования, отборов жидкости с различных глубин, возможность их применения в осложненных горно-геологических

условиях эксплуатации и ряд других преимуществ вывели этот способ на ведущее место в нефтедобывающей отрасли [8].

### **3.2 Эффективность применения установок штанговых глубинных насосов**

3.2.1 Опыт применения установок штанговых глубинных насосов в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть» в условиях Абдуловского месторождения

На 01.01.2012 г. эксплуатация скважин Абдуловского месторождения ведется механизированным способом, 180 скважин эксплуатируются при помощи установок штанговых насосов (УСШН), 6 скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и 2 скважины установками электродиафрагменных насосов (УЭДН). Механизированная добыча нефти и газа с использованием УСШН является основным рекомендуемым способом эксплуатации, поскольку фактические и прогнозные дебиты лежат в области применения этих насосов. В области подач от 1 до 25 м<sup>3</sup>/сут УСШН имеют более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти и при подаче, равной 25 м<sup>3</sup>/сут, он может достигать максимального значения (36 %).

Технологические параметры эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов (УШГН) приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технологические параметры эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов

Диаметр УШГН	Количество скважин	Средние значения								
		Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Динамический уровень, м	Глубина подвески насосов, м	Глубина погружения насосов, м	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Коэффициент подачи
CVI										
27 мм	4	3,3	11,2	1043	1313	270	3,0	1,5	44,9	0,47
32 мм	6	2,9	10,5	1174	1369	195	3,5	2,2	28,2	0,40
44 мм	1	2,2	11,5	1284	1369	85	25,0	13,9	36,9	0,63
СТкз										
27 мм	39	3,0	9,8	1149	1383	234	3,4	1,6	43,8	0,55
32 мм	51	3,0	9,5	1154	1357	203	4,9	2,6	38,0	0,53
44 мм	1	4,4	9,2	1098	1233	135	25,4	19,7	9,2	0,89
57 мм	1	4,1	11,4	1126	1168	42	26,0	20,5	7,9	0,52

Установками штанговых глубинных насосов эксплуатируются бобриковско-радаевский горизонт (CVI); кизеловский горизонт (СТкз); заволжский надгоризонт (Дзв); фаменский ярус (ДФм); пашийский горизонт (ДИ); ардатовский горизонт (ДИП) и ардатовский и воробьевский горизонт (ДИВ).

Наиболее подробно рассмотрим бобриковско-радаевский (CVI) и кизеловский (СТкз) горизонты.

Отложения бобриковско-радаевского горизонта эксплуатируются установками СШН (11 скважин), применяются насосы типа: НВ1Б-27; НВ1Б-32; НВ2Б-44. Глубина спуска насосной установки изменяется в пределах от 1175 до 1460 м при среднем значении 1349 м. Динамический уровень в скважинах находится в пределах от 989 до 1284 м при среднем значении 1137 м. Расчетное минимальное допустимое погружения насосов под динамический уровень составляет от 70 до 170 м. Фактическое среднее значение забойного давления составляет 3,0 МПа ( $P_{\text{заб. min}}=2,1$  МПа,  $P_{\text{заб. max}}=4,0$  МПа), что обеспечивает депрессию на пласт в пределах от 3,9 до 10,4 МПа. Насосное оборудование работает в

пределах своих рабочих характеристик. Среднее значение коэффициента подачи составляет 0,45.

Отложения кизеловского горизонта эксплуатируются установками СШН (92 скважины), применяются насосы типа: НВ1Б-27 (39 скважин), НВ1Б-32 (51 скважина), НН2Б-44 и НН2Б-57. Глубина спуска насосной установки изменяется в пределах от 1134 до 1580 м при среднем значении 1365 м. Динамический уровень в скважинах находится в пределах от 1007 до 1370 м при среднем значении 1151 м. Расчетное минимальное допустимое погружения насосов под динамический уровень составляет от 70 до 250 м. Фактическое среднее значение забойного давления составляет 3,0 МПа ( $P_{\text{заб min}}=1,2$  МПа,  $P_{\text{заб max}}=4,4$  МПа), что обеспечивает депрессию на пласт в пределах от 3,4 до 10,8 МПа. Насосное оборудование работает в пределах своих рабочих характеристик. Среднее значение коэффициента подачи составляет 0,54 [1].

Рассмотрим основное оборудование, применяемое для эксплуатации скважин Абдуловского месторождения, оборудованных ШГН.

Одним из наиболее важных показателей эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, является распределение по типам глубинно-насосного оборудования и типу привода насоса, т.е. станку-качалки. Распределение по типам привода приведено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН, по типу привода

Тип привода	Количество скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
7СК8-3,5-4000	9	5,0
УР-12Т-3000-500	5	2,8
УР-9Т-2500-3500	4	2,2
ПНШ60-2,1-25-01	15	8,3
ПНШ80-3-40-01	5	2,8
ПЦ60-18-3-0,5-2,5	36	19,9
ПЦ80-18-3-0,5-2,6	6	3,3
СК5-3-2500	64	35,4
СК6-2,1-2500	25	13,8

Продолжение таблицы 3.2

Тип привода	Количество скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
СК8-3,5-4000	11	6,1
СКД8-3-4000	7	3,9

Большинство скважин оборудовано приводом с грузоподъемностью 5 и 6 тонн это привод СК5-3-2500 (35,4 % скважин) и СК6-2,1-2500 (13,8 % скважин). В основном в качестве привода используется наземное оборудование отечественного производства, однако в эксплуатации находятся на сегодняшний день 9 румынских станков-качалок UP-9Т и UP-12Т.

Внедрение цепных приводов ПЦ60-18-3-0,5-2,5 (19,9 % скважин) и ПЦ80-6 позволяет значительно увеличить возможности использования штанговых глубинно-насосных установок, а также увеличить МРП и технико-эксплуатационные характеристики скважин.

Распределение по типоразмеру насосов, применяемых на Абдуловском месторождении, представлено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН по типоразмеру применяемых насосов

Типоразмер насоса	Количество скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
НВ1Б-27	10	5,4
НВ1Б-32	39	21,5
НВ1Б-38	47	25,9
НН2Б-44	70	38,5
НН2Б-57	16	8,7

Наибольшее число скважин оборудовано глубинным насосом диаметром плунжера 44 мм – 38,5 %, далее диаметром 38 мм – 25,9 %. В общем, необходимо отметить, что распределение по типу насосов следующее: 52,8 % – вставные, 47,2 % – невставные насосы.

Распределение скважин по глубине спуска оборудования представлено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН по глубине спуска оборудования

Глубина спуска насосов, м	Число скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
от 800 до 900	10	5,4
от 901 до 1000	21	11,5
от 1001 до 1100	28	15,2
от 1101 до 1200	70	38,4
от 1201 до 1300	39	21,5
от 1301 до 1400	7	4,1
от 1401 до 1500	5	2,5
от 1501 до 1600	3	1,4

Наибольшее число скважин имеют глубину спуска насоса порядка 1101-1201 м (38,4 % скважин), что обусловлено глубиной залегания кровли продуктивного пласта и положением динамического уровня в скважине.

Распределение скважин по глубине динамического уровня в скважине представлено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН по глубине динамического уровня в скважине

Глубина динамического уровня, м	Число скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
выше 500	20	11,2
501-1000	47	25,9
1001-1100	59	32,7
1101-1200	35	19,5
ниже 1201	19	10,7

Динамические уровни на месторождении меняются в очень широком диапазоне, что является результатом эксплуатации скважин на разных горизонтах с разными энергетическим состоянием пластов и глубинами спусков глубинно-насосного оборудования.

Одним из наиболее важных параметров характеризующих работу глубинно-насосного оборудования является режим его работы. С точки зрения увеличения МРП увеличение длины хода плунжера и сокращения количества качаний точки подвеса штанг может положительно отразиться на эксплуатации оборудования и сокращения обрывности штанг.

Распределение скважин по длине хода точки подвеса полированного штока (ТПШ) представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН по длине хода ТПШ

Длина хода ТПШ,м	Число скважин, единиц	Доля скважин в фонде, %
Менее 2	72	40,0
от 2 до 3	75	41,6
от 3 до 4	30	16,8
более 4	3	1,6

В основном скважины эксплуатируются с длинами хода от 2 до 3 м, к данной категории скважин отнесено 41,6 % фонда. С длинами хода меньше 2 м эксплуатируется 40 % скважин. Необходимо также отметить, что на 3 скважинах фонда длины хода максимальны и составляют более 4 метров.

Распределение скважин по числу качаний ТПШ представлено в таблице 3.7.



Таблица 3.7 – Распределение фонда скважин Абдуловского месторождения, оборудованных УШГН по числу качаний ТПШ

Число качаний ТПШ, качаний в минуту	Число скважин, единиц	Доля скважин в действующем фонде, %
менее 3	54	29,6
от 3 до 4	71	39,2
от 4 до 5	48	26,4
более 5	9	4,8

На рассматриваемом фонде в основном применяются тихоходные режимы откачки с числом качаний от 3 до 4 качаний в минуту – 39,2 % скважин.

С меньшим числом качаний эксплуатируется 29,6 % скважин.

На Абдуловском месторождении средняя наработка на отказ УСНН составляет 585 сут.

За период с 01.01.2008 по 01.01.2012г. на Абдуловском месторождении было произведено 124 текущих ремонтов скважин.

Причины ремонтов скважин на Абдуловском месторождении приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Причины ремонтов скважин на Абдуловском месторождении

Причина ремонта	2008	2009	2010	2011	Сумма	Доля, %
Оптимизация работы скважины	7	2	1	2	12	9,7
Отказ насоса	3	6	8	8	25	20,2
Отложения АСПО	2	15	8	6	31	25,0
Отворот штанг	5	4	2	2	13	10,5
Обрыв штанг	4	3	3	2	12	9,7
Отложения парафина на приеме насоса	3	2	2	3	10	8,1
Отказ НКТ	5	3	2	2	12	9,7
Отложения парафина в НКТ	1	1	2	1	5	4,0

Продолжение таблицы 3.8

Причина ремонта	2008	2009	2010	2011	Сумма	Доля, %
Прочие причины	2	1	0	1	4	3,1
Всего	32	37	28	27	124	100,0

За последний рассматриваемый 2011 год было проведено 27 текущих ремонтов скважин.

На рисунке 3.2 представлена диаграмма распределения по причинам ремонтов УШГН, проводимых на Абдуловском месторождении, в течении 2011 года.

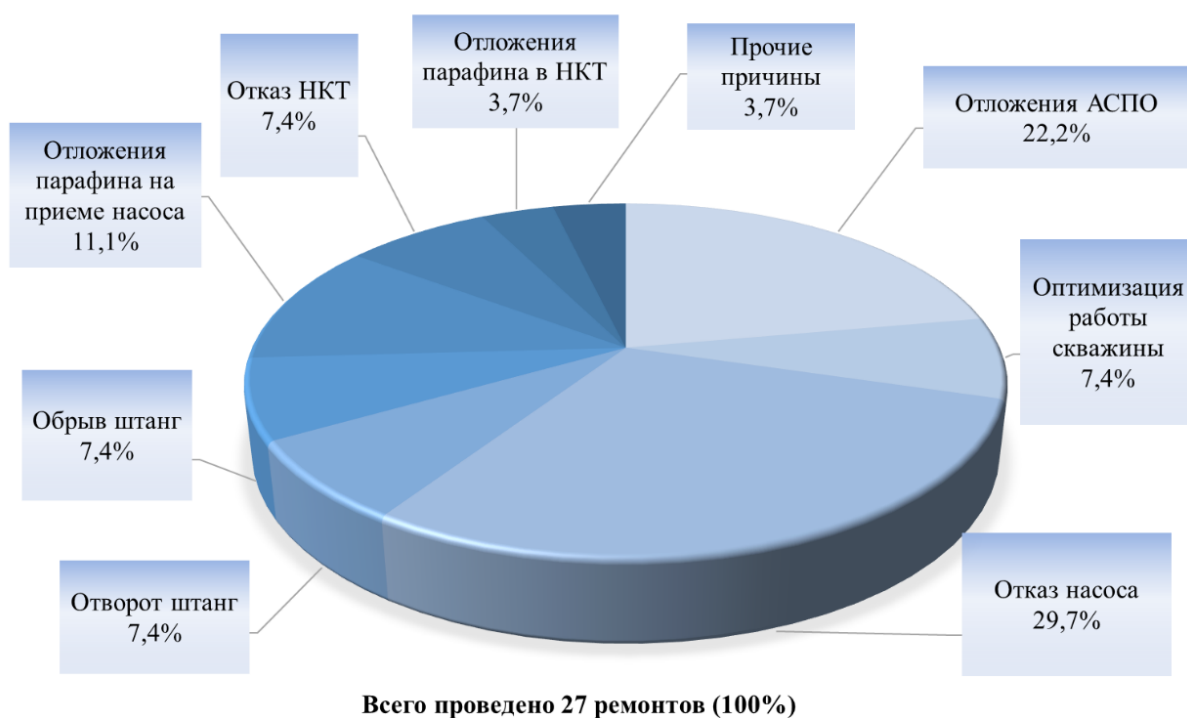


Рисунок 3.2 – Распределение по причинам ремонтов УШГН на Абдуловском месторождении за 2011 год

Наибольшее количество ремонтов выполнено по причине «отказ насоса» – 8 ремонтов (29,7 %). В основном это коррозионное разрушение и механический износ поверхности клапанных узлов, изготовленных из нержавеющей стали.

По причине «оптимизация работы скважины» выполнено 2 ремонта (7,4%). Все эти ремонты связаны со сменой типоразмера насоса, изменения глубины спуска оборудования вследствие изменения коэффициента продуктивности скважины и неправильного подбора глубинно-насосного оборудования при предыдущем ремонте скважины.

По причине «обрыв штанг» произошло 2 ремонта (7,4 %). Переменная нагрузка на штанги вызывает усталостные разрушения, приводящие к внезапному обрыву.

По причине «Отказ НКТ» произошло 2 ремонта (7,4 %).

По причине «Отворот штанг» произошло 2 ремонта (7,4 %).

Основные причины отворотов штанг: напряжения изгиба, возникающие в нижней части колонны за счет сжимающих усилий, либо за счет изгиба штанг на искривленных участках, ведущие к раскрытию стыка между упорным буртом штанги и муфты; возникновение крутящих моментов на отдельных участках колонны штанг за счет искривленности профиля скважины; при определенном числе качаний, в условиях высокого гидравлического сопротивления, возникают рывки (удары в подземной части) в связи с тем, что из-за спирального изгиба и растяжения штанговой колонны при ходе вниз движение плунжера насоса отстает от движения точки подвеса колонны.

По причине «отложения АСПО» выполнено 6 ремонтов (22,2 %).

По причине «отложения парафина на приеме насоса» и «отложения парафина в НКТ» произведено 3 (11,1 %) и 1 (3,7 %) ремонты соответственно. На данный момент фонд скважин, эксплуатирующийся УШГН, осложненный АСПО, практически полностью защищен штангами со скребками, позволяющими очистить колонну НКТ от АСПО.

Как видно из данных таблицы 3.8 максимальное количество (37 ремонтов) произведено в 2009 году, а минимальное (27 ремонтов) в 2011 году. Таким образом, к 2011 году количество ремонтов снизилось, что свидетельствует об успешной и грамотной эксплуатации оборудования УШГН на месторождении,

что в свою очередь является следствием рационального и грамотного подбора оборудования, режима его работы и успешной борьбой с осложнениями.

### 3.2.2 Обзор современных технологий подбора оборудования. Характеристика программно-технологического комплекса «Насос»

Современные программные продукты для подбора глубинно-насосного оборудования достаточно разнообразны. Большая часть этих программ специализируется на подборе оборудования только для одного способа эксплуатации. Как правило, эти программы поставляются в комплекте с насосным оборудованием («SubPump», «WellFlow») или приборами («Pump Pro», «Архат»). Они отличаются сложным специфичным для конкретного вида насосного оборудования алгоритмом подбора, требующим высокой квалификации пользователя, привязкой к конкретному сортаменту оборудования (например какой-либо фирмы-производителя). Кроме того, в зарубежных программах, как правило, не осуществляется учет пространственной кривизны скважины. Некоторые из зарубежных программ плохо адаптированы для России (плохой перевод, несовместимые единицы измерения). Из универсальных программ следует отметить «Автотехнолог». Но в силу своей универсальности, часть расчетов в «Автотехнологе» проводится упрощенно, не учитывается ряд важных с точки зрения работы оборудования параметров (температура ПЭД, динамические нагрузки в штанговой колонне, деформация узлов оборудования в искривленных участках ствола скважины).

Законченный цикл подбора оборудования, включающий прогноз наработки на отказ, расчет себестоимости, выбор способа эксплуатации присутствует только в ПТК «Насос» [9].

Программно-технологический комплекс «Насос» – это новая разработка ведущих специалистов Башкирского научно-исследовательского проектного института нефти во главе с доктором технических наук, профессором К.Р.Уразаковым. Разработка программно-технологического комплекса (ПТК) «Насос» начата в БашНИПИнефти в начале 80-х годов.

Программно-технологический комплекс «Насос» представляет собой программное средство для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), скважинных штанговых насосов (УШГН), электродиафрагменных насосов (УЭДН), скважинных винтовых насосов с поверхностным приводом (УСВН).

Первый этап апробации и внедрения на промыслах ПО Башнефть, ПО Когалымнефтегаз, ПО Нижневартовскнефтегаз ПТК «Насос» производился с использованием электронных вычислительных машин единой серии, что не позволяло оперативно обрабатывать промысловую информацию и снижало эффективность эксплуатации комплекса. Массовое внедрение на нефтепромыслах персональных компьютеров определило стратегию второго этапа внедрения ПТК «Насос», направленную на конечного пользователя – технолога по добыче нефти. Благодаря выбранной стратегии, разработанный комплекс получил широкое распространение на нефтедобывающих предприятиях Урало-Поволжья и Западной Сибири, достигнут ощутимый экономический эффект.

Процесс внедрения комплекса сопровождался решением ряда проблем и интересных задач, которые специалисты лаборатории техники и технологии добычи нефти цеха нефтепромысловых исследований и производственных работ решали совместно с разработчиками программы.

На сегодня комплекс установлен во всех цехах добычи нефти НГДУ «Туймазанефть», и ни одно геолого-техническое мероприятие не проводится без предварительного расчета по ПТК «Насос». Он позволяет максимально эффективно использовать имеющийся фонд, достичь наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

Существуют аналоги — как отечественные, так и зарубежные, но у этих программ есть ряд существенных недостатков. В частности, они не учитывают профиль и кривизну ствола скважины. Кроме того, зарубежные стоят гораздо дороже отечественных разработок.

Программно-технологический комплекс «Насос» – единственная из известных универсальных программ, обеспечивающая практически все специфические для конкретных способов расчеты (температуры ПЭД, деформации УЭЦН, напряжения от изгиба в штанговой колонне, динамической динамограммы и т.д).

Программно-технологический комплекс «Насос» представляет собой программный продукт для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН); установками скважинных штанговых насосов (УШГН), в т.ч. в периодическом режиме; установками электродиафрагменных насосов (УЭДН); установками скважинных винтовых насосов с поверхностным приводом.

Программно-технологический комплекс «Насос» позволяет производить:

- расчеты по выбору способа эксплуатации механизированного фонда;
- расчет оптимального режима и подбор оборудования для скважин, оборудованных УЭЦН, УШГН, УЭДН и УВНП;
- расчет равнопрочной колонны штанг с учетом напряжений от изгиба;
- расчет интервала расстановки центраторов и изменение диаметра ступеней штанговой колонны;
- подбор типоразмера погружного электродвигателя (ПЭД), расчет температурного режима ПЭД и кабеля;
- расчеты распределения давления, плотности и газосодержания с учетом динамики трехфазной газожидкостной смеси;
- расчет равнопрочной конструкции колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), обеспечивающей снижение металлоемкости и более высокую надежность за счет снижения напряжений в верхнем сечении;
- расчет гидродинамической модели;
- расчет себестоимости добываемой нефти, чистого дисконтированного дохода и затрат на добычу нефти за период наработки на отказ;
- адаптацию математической модели к условиям конкретного месторождения.

Комплекс содержит:

а) реляционную базу данных, содержащую промысловые данные, а так же справочные данные, необходимые для проведения расчетов по подбору УЭЦН, УШГН, УЭДН и УВНП;

б) исполняемый модуль, обеспечивающий интерфейс пользователя с базой данных, проведение расчетов, просмотр и печать результатов расчета (выходных документов);

в) функциональная структура расчетного модуля ПТК «Насос» основывается на взаимодействии группы блоков. Основным блоком является численная модель лифта добывающей скважины, основанная на динамике трехфазной газожидкостной смеси.

В комплексе «Насос» для хранения данных используется Microsoft Access.

Файлы баз данных могут находиться в доступной сразу нескольким пользователям сетевой папке. В этом случае при необходимости хранения результатов расчетов на локальной машине (не в сетевой папке) необходимо установить атрибут «Локальные результаты» в параметрах соединения с базой данных [10].

Программно-технологический комплекс «Насос» позволяет достичь наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

На сегодняшний день в НГДУ «Туймазанефть» подбор насосов осуществляется по программе «ПТК – НАСОС 2001», успешность применения которой не вызывает сомнений, поэтому ни одно геолого-техническое мероприятие не проводится без предварительного расчета с использованием данной программы.

Пример расчета подбора оборудования программно-техническим комплексом «Насос» для скважины № 2282 Абдуловского месторождения приведен в приложении Б.

### **3.3 Прогноз применения мероприятия**

#### **3.3.1 Расчет параметров проектируемого мероприятия**

Длительная работа УШГН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом – системой следующих параметров: типоразмер насоса, глубина спуска, величина погружения под динамический уровень, длина хода и число ходов полированного штока, а также нагрузка на колонну штанг [11].

Подбор оборудования ШГН производится при каждом ремонте скважины. Подбор типоразмера ШГН рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера. При выборе режима откачки ШГН предпочтение отдается максимальной длине хода при минимальном числе двойных ходов плунжера.

Существуют многочисленные методики подбора оборудования и режима его работы, которые позволяют с разной степенью успешности решать вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин [12].

Для оптимизации работы эксплуатируемых установок, произведем подбор оборудования, основываясь на методике, предложенной Л.С. Капланом [12].

На рисунке 3.3 представлен алгоритм подбора оборудования УШГН.



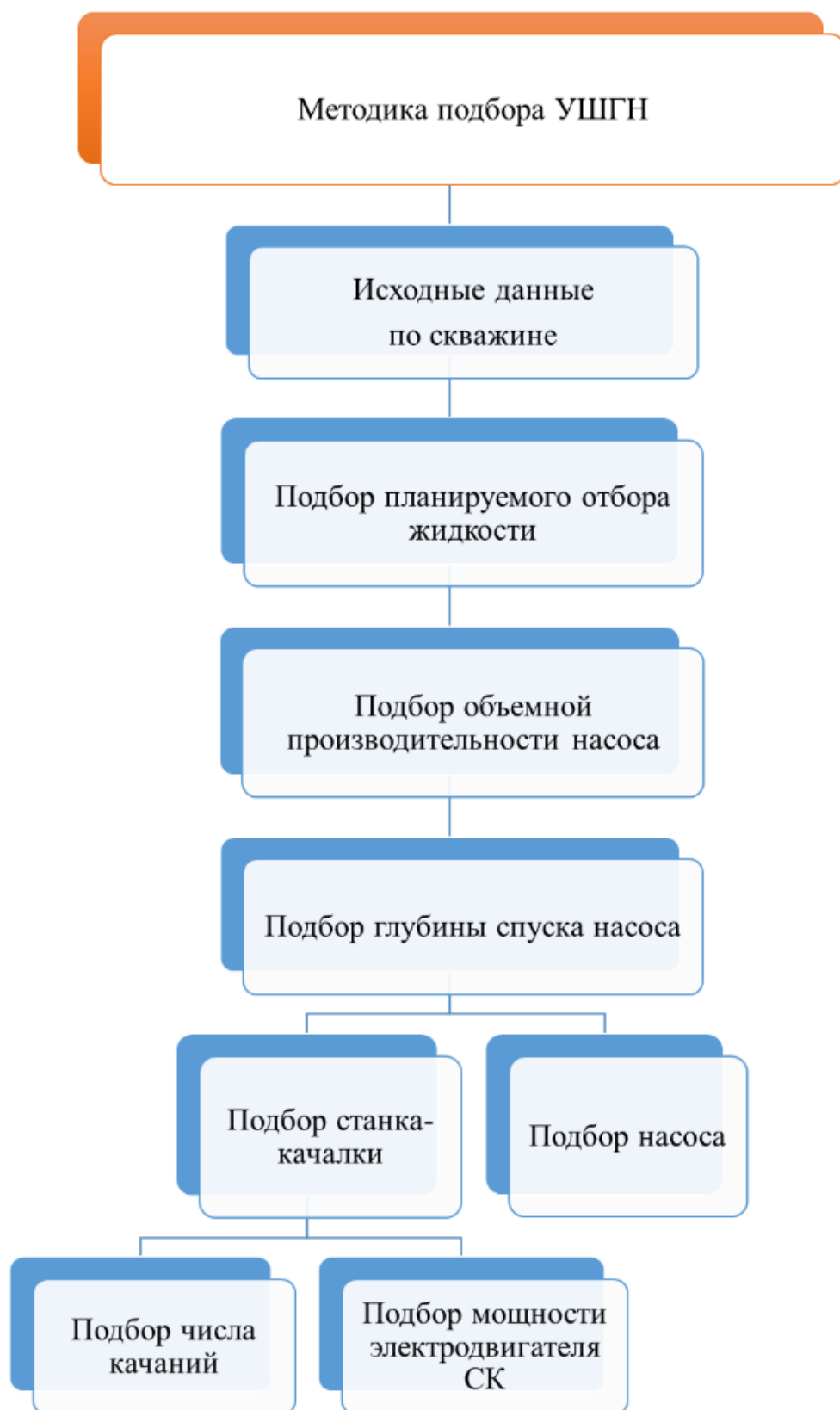


Рисунок 3.3 – Алгоритм подбора оборудования УШГН

Исходные данные для проведения расчета сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Исходные данные для подбора оборудования УШГН для эксплуатации скважин Абдуловского месторождения

Параметры	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Тип скважины	эксплуатационная	эксплуатационная	эксплуатационная
Искусственный забой, м	1508	1882	1588
Интервалы перфорации, м	1502,8-1508	1474-1483	1557-1563
Диаметр колонны, мм	146	146	146
Диаметр НКТ, мм	73	73	73
Динамический уровень жидкости, м	1210	1271	995
Забойное давление, МПа	2,76	2,14	2,65
Давление насыщения, МПа	4,2	2,35	6,81
Пластовое давление, МПа	7,74	10,09	10,17
Температура пласта, °С	20	20	27
Плотность: нефти, кг/м <sup>3</sup>	903	892	875
воды, кг/м <sup>3</sup>	1170	1170	1160
газа, кг/м <sup>3</sup>	1,05	1,05	1,35
Вязкость: нефти, мПа·с	23	23	10,2
воды, мПа·с	1	1	1,2
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,8	25,4	10,8
Объемный коэффициент	1	1	1,24
Обводненность, %	36	65	40
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	1,76	0,28	1,2
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	7,73	1,78	6,5
Тип СК	СКДР-8-3-3,5	7СК-8-3,5-4000	7СК-8-3,5-4000

Подберём оборудование для эксплуатации скважины № 1300 установкой ШГН.

Определяем планируемый отбор жидкости по уравнению притока

$$Q = K(P_{пл} - P_{зab}) \quad \text{м}^3/\text{сут}, \quad (3.1)$$

где  $K$  – коэффициент продуктивности;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_{зab}$  – забойное давление, МПа;

$$Q = 1,2 \cdot (10,17 - 2,65) = 9,024 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Глубина спуска насоса определяется по формуле

$$L_n = H_\phi - \frac{(P_{зab} - P_{пр.опт}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \text{ м,} \quad (3.2)$$

где  $H_\phi$  – фактическая глубина, м;

$P_{зab}$  – забойное давление, МПа;

$\rho_{см}$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$P_{пр.опт.}$  – оптимальное давление на приеме насоса, МПа. Оптимальное давление на приеме насоса устанавливается опытным путем для каждого месторождения. Так, для месторождений Башкирии  $P_{пр.опт.} = 2 \dots 2,5$  МПа.

Плотность смеси ниже приема насоса рассчитывают по формуле

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_z \cdot G + \rho_v \left( \frac{n_g}{1 - n_g} \right)}{b_n + \frac{n_g}{1 - n_g}} \quad \text{кг/м}^3, \quad (3.3)$$

где  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;

$\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_z$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$n_g$  – коэффициент обводненности;

$G$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{\text{см}} = \frac{875 + 1,35 \cdot 10,8 + 1160 \left( \frac{0,4}{1-0,4} \right)}{1 + \frac{0,4}{1-0,4}} = 872,16 \text{ кг / м}^3,$$

$$L_n = 1588 - \frac{(2,65 - 2,2) \cdot 10^6}{959,7 \cdot 9,81} = 1535,4 \text{ м.}$$

Объемная производительность насоса должна быть равна планируемому отбору жидкости, а с учетом коэффициента подачи ( $\alpha_n = 0,7$ ) она составит

$$Q_{\text{нас}} = \frac{Q}{\alpha_n} \text{ м}^3/\text{сут},$$

(3.4)

где  $Q$  – планируемый отбор жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$$Q_{\text{нас}} = \frac{9,024}{0,7} = 12,89 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Используя диаграмму А.Н. Адонина [13], выбирают по найденному дебиту и глубине спуска насоса, диаметр насоса (плунжера) и тип станка-качалки, записывают техническую характеристику выбранного оборудования.

Выбирают тип насоса и диаметр насосно-компрессорных труб. В зависимости от диаметра и глубины спуска насоса выбирают конструкцию колонны штанг.

Устанавливают параметры работы УШГН (режим откачки). Правильно назначенный режим откачки должен характеризоваться максимальной длиной хода  $S$ , минимальным диаметром насоса.

По диаграмме А.Н. Адонина на пересечении проекций  $Q = 12,89 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $L = 1535,4 \text{ м}$  находим 7СК-8-3,5-4000 и диаметр плунжера насоса 28 мм. При глубине спуска более 1200 м следует применять вставные насосы. Поэтому выбираем вставной насос НВ1С-29-18-25 [14].

Диаграмма А.Н. Адонина для выбора типоразмера УШГН установки представлена на рисунке 3.4.

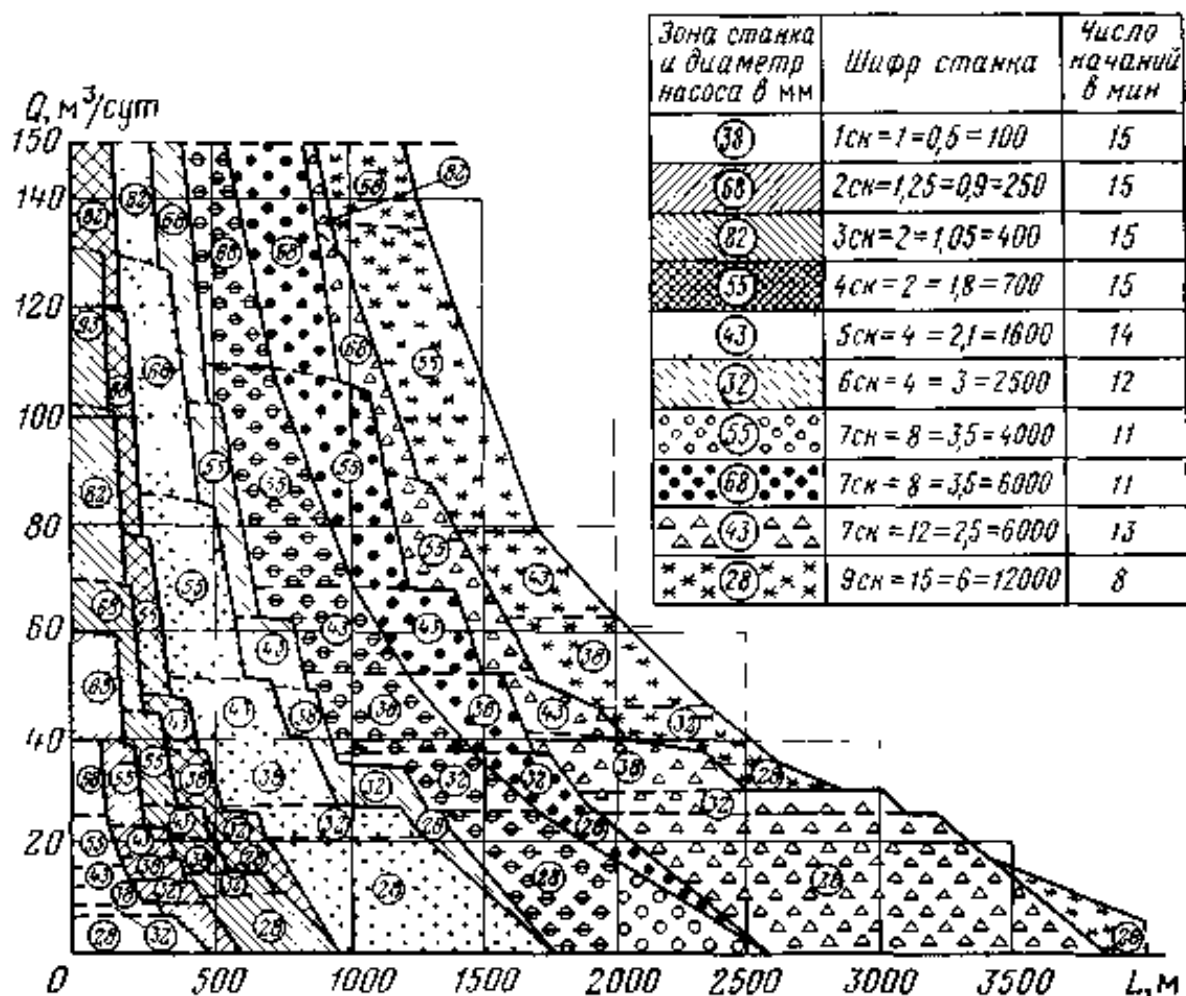


Рисунок 3.4 – Диаграмма А.Н. Адонина для выбора оборудования штанговой насосной установки при использовании модифицированных моделей СК

Число качаний вычисляется по формуле

$$n = \frac{Q_{\text{нас}}}{F_{\text{пл}} \cdot S \cdot \alpha_n \cdot 1440 \cdot \rho_{\text{см}}} \quad \text{кач/мин,} \quad (3.5)$$

где  $S$  – длина хода полированного штока;

$F_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плунжера, определяют по справочным таблицам или по формуле

$$F_{nl} = \frac{\pi d_n^2}{4} \text{ м}^2, \quad (3.6)$$

$$F_{nl} = \frac{3,14 \cdot 0,029^2}{4} = 6,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Тогда

$$n = \frac{12,89 \cdot 10^3}{6,6 \cdot 10^{-4} \cdot 3,5 \cdot 0,7 \cdot 1440 \cdot 842,16} = 6,5 \text{ кач / мин.}$$

Подбор мощности электродвигателя станка-качалки производится по формуле [15]

$$N = P_{жс} v \eta_m \text{ кВт}, \quad (3.7)$$

где  $v$  – средняя линейная скорость движения плунжера, м/с;

$P_{жс}$  – вес столба жидкости в НКТ, выше динамического уровня, кг;

$\eta_m$  – механический КПД установки, равный 0,82.

Средняя линейная скорость движения плунжера определяется по формуле

$$v = \frac{S \cdot n}{30} \text{ м/с}, \quad (3.8)$$

где  $S$  – длина хода полированного штока, м;

$n$  – число ходов в минуту;

$$v = \frac{3,5 \cdot 6,5}{30} = 0,76 \text{ м/с.}$$

Вес столба жидкости в НКТ определяется по формуле

$$P_{ж} = \frac{F_{пл} \cdot L_n \cdot \rho_{см} \cdot g}{10^4} \quad \text{кг,} \quad (3.9)$$

$$P_{ж} = \frac{6,6 \cdot 1535,4 \cdot 872,16 \cdot 9,81}{10^4} = 8672,66 \text{ кг.}$$

$$N = 8672,66 \cdot 0,76 \cdot 0,82 = 5,42 \text{ кВт.}$$

Проведём аналогичный расчёт параметров для скважин №2282 и № 2271.

Результаты расчета основных параметров УШГН сведем в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Результаты расчета основных параметров УШГН

Параметр	Обозначение	Скважина № 2281	Скважина № 2271	Скважина №1300
Планируемый отбор жидкости, м <sup>3</sup> /сут	$Q$	8,76	2,23	9,024
Глубина спуска насоса, м	$L_n$	1451,32	1868,81	1535,4
Плотность смеси ниже приема насоса, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{см}$	1007,05	1082,03	872,16
Объемная производительность установки, м <sup>3</sup> /сут	$Q_{нас}$	12,52	3,18	12,89
Тип СК	—	СКДР-8-3-3,5	7СК-8-3,5-4000	7СК-8-3,5-4000
Диаметр насоса, мм	$d_n$	29	29	29
Число качаний	$n$	6,4	1,3	6,5
Необходимая мощность, кВт	$N$	4,97	1,63	5,42

### 3.3.2 Расчет технологической эффективности проектируемого мероприятия

Для того, чтобы оценить технологическую эффективность оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Абдуловского месторождения, рассмотрим проектируемые параметры до и после оптимизации.

В таблице 3.11 приведены проектируемые параметры оптимизации скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Абдуловского месторождения.

Таблица 3.11 – Проектируемые параметры оптимизации УШГН на Абдуловском месторождении

Параметр	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Типоразмер установки	НВ1Б-М-32-35-15	НВ1Б-27-30-12	НВ1С-29-18-25
Подвеска по стволу, м	1361,4	1379	1451,3
Длина хода, м	3	3	2,1
Число качаний, 1/мин	4,2	4,3	4,5

В таблице 3.12 сведены параметры после оптимизации оборудования для рассматриваемых скважин.

Таблица 3.12 – Параметры после оптимизации УШГН

Параметр	Скважина № 2282	Скважина № 2271	Скважина № 1300
Типоразмер установки	НВ1С-29-18-25	НВ1С-29-29-25	НВ1С-29-18-25
Подвеска по стволу, м	1451,32	1868,81	1535,4
Длина хода, м	3	3,5	3,5
Число качаний, 1/мин	6,4	1,3	6,5

В результате проведенного подбора оборудования удалось увеличить дебиты скважин, производительность оборудования, определить рациональную



глубину спуска насоса и параметры его работы, с учетом особенностей условий эксплуатации на месторождении. Результаты оптимизации отразились на технологических показателях добычи.

Сравнительный анализ результатов проведения оптимизации оборудования УШГН приведен в таблице 3.13

Таблица 3.13 – Технологические показатели оптимизации УШГН

Показатель	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Дебит нефти, т/сут	
	до	после	до	после
Скважина № 2282	7,73	8,76	4,5	5,07
Скважина № 2271	1,78	2,23	0,54	0,70
Скважина № 1300	6,5	9,024	3,4	4,73

Таким образом, оптимизация оборудования УШГН и режима его работы для скважин № 2282, № 2271 и № 1300 Абдуловского месторождения, позволяет достичь возможность наиболее эффективной эксплуатации каждой отдельной скважины.

## 4 Безопасность и экологичность

### 4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях, связанных с перемещениями на территории объекта и между объектами, частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Абдуловском месторождении, представлены в таблице 4.1. [1]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;

#### Окончание таблицы 4.1

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [2]

#### 4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Абдуловского месторождения, которое расположено в климатическом регионе II, средняя температура воздуха зимних месяцев -18°C, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 3,6 м/с. [2]

Климат месторождений преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются

продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой  $-20^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков около 500 мм. Максимальная скорость ветра достигает 19 м/с, средняя скорость ветра – 4-6 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлена будка управления с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру вспомогательного помещения необходимо поддерживать в диапазоне  $15-20^{\circ}\text{C}$ . [3]

#### **4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [4]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии. [19]

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>. [5]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 4.2. [6]

Таблица 4.2 – Характеристики условий труда.

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Нормы освещенности для кустовых площадок

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочая площадка	VIII а	30	75

Для общего освещения помещений производственного назначения применяют газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ).

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [7]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [8]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.4 [9]

Таблица 4.4 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами С <sub>1</sub> —С <sub>5</sub>	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С <sub>1</sub> —С <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [10]

Электроснабжение кустов осуществляется посредством воздушных ЛЭП с переменным током, имеющим напряжение 380 В.

К источникам опасности электрооборудования относятся все металлические токоведущие части оборудования.

На рисунке 4.1 приведена схема вертикального и горизонтального заземлителей.

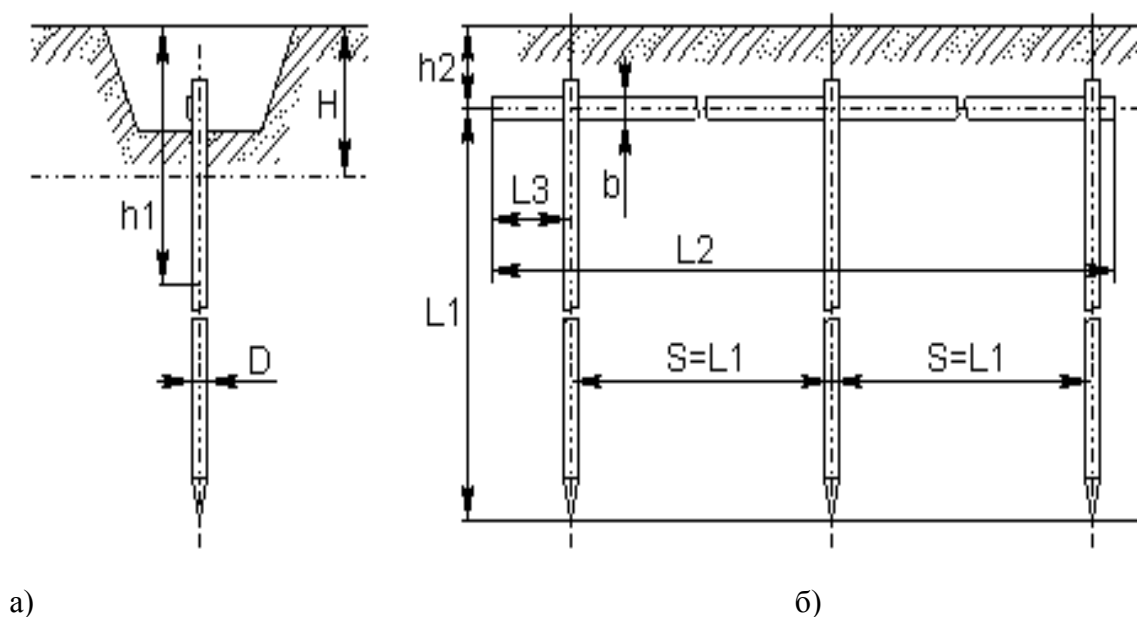


Рисунок 4.1 – Схема заземлителя: а) вертикальный заземлитель;  
б) горизонтальный заземлитель

Защитное заземление предназначено для защиты рабочего персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям во время выполнения, каких-

либо работ. Исходные данные для расчета защитного заземления приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходные данные для расчета защитного заземления

Показатель	Обозначение	Значение
<b>Вертикальный заземлитель</b>		
Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом/м	$\rho$	100
Коэффициент использования заземлителя	$\eta$	0,74
Количество вертикальных заземлителей	$n$	4
Диаметр заземлителя, мм	$D$	219
Расстояние до середины заземлителя, м	$h_1$	2,4
Длина заземлителя (подземная часть), м	$L_1$	4,8
Климатический коэффициент	$k_1$	1,4
<b>Горизонтальный заземлитель</b>		
Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом/м	$\rho$	100
Коэффициент использования заземлителя	$\eta$	0,72
Ширина полосы (диаметр) заземлителя, мм	$b$	12
Расстояние до середины заземлителя, м	$h_2$	0,5
Длина заземлителя, м	$L_2$	8
Климатический коэффициент	$k_2$	1,6

В результате выполненного расчета заземляющего устройства общее сопротивление составило 3,72 Ом. В соответствии с ПУЭ для установок с напряжением до 1000 В и мощностью источника питания сети свыше 100 кВт допустимое сопротивление растеканию тока  $R_d = 4$  Ом. Условие  $R < 4$  Ом выполняется, следовательно, расчет проведен верно.

#### 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.



По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [2]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 4.6 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [2]

Таблица 4.6 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °C	450	270-320
Температура вспышки, °C	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м<sup>3</sup> – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [13]

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устьевой арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания. [18]

Извещать работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ можно при помощи сигнализаторов, например СВК-3М1, СГП-1ХЛ4 и др. Такие устройства реагируют на наличие в воздухе горючих веществ, например паров нефти и нефтепродуктов.

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.7.[14]

Таблица 4.7 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> <li>- розлив химреагента в помещении УДХ</li> <li>- загазованность помещения</li> <li>- отравление парами химреагента, облив химреагентом</li> </ul>
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и разлив нефти в помещении</li> <li>- поражение людей продуктами сгорания</li> <li>- загазованность территории и помещения</li> <li>- розлив химреагента</li> </ul>
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду</li> <li>- загазованность территории</li> <li>- отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Основными загрязняющими веществами при разработке нефтяных месторождений являются нефтепродукты и пластовые сточные воды.

Источниками загрязнения подземных пресных вод являются разливы нефти и попутно добываемых вод при порывах нефтепроводов, при ремонтно-изоляционных работах на устьях скважин.

Загрязнение почвенного покрова проявляется в виде замазучивания нефтью и нефтепродуктами, а также засоления минерализованными сточными водами. Площадочные и линейные нефтепромысловые объекты являются потенциальными источниками загрязнения.

Основными объектами загрязнения атмосферы в районе Абдуловского месторождения являются устья нефтяных скважин, оборудование АГЗУ, технологическое оборудование ДНС-8 и ДНС-30, реагентное хозяйство, факельные системы.

На Абдуловском месторождении осуществляются мероприятия, направленные на защиту окружающей среды: контроль за строительством и состоянием скважин, обустройство кустов, рекультивация земель, организацию и ведение наблюдений за качеством вод. [1]

Все работы по ремонту скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории РФ. [17, 19]

Обустройство Абдуловского месторождения идет по герметизированной схеме с применением автоматического отключения скважин в случае аварийных порывов выкидных линий и других аварийных ситуациях.

Контроль за состоянием вод на месторождении предусмотрен при отсутствии аварий в процессе эксплуатации месторождения.

Для очистки почв и устранения нефтяного загрязнения применяют природные сорбенты органического происхождения (опилки, торф, мох, соломенная резка, чернозем), глины и глинистые материалы (вермикулит и монтмориллонит) на легких почвах вместе с органическим удобрением.

Основополагающим условием охраны атмосферного воздуха является высокое качество герметизации всей системы сбора, подготовки, транспорта нефти, а также соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации оборудования. [1]

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте была рассмотрена технология добычи нефти из скважин, оборудованных штанговыми глубинными установками, произведен анализ применения УШГН в НГДУ «Туймазанефть» в условиях Абдуловского месторождения. На основе этого анализа была выявлена целесообразность проведения оптимизации оборудования установок штанговых глубинных насосов.

Подбор оборудования был произведен по упрощенной методике, предложенной Л.С. Капланом. На сегодняшний день во всех цехах добычи нефти НГДУ «Туймазанефть» подбор насосов осуществляется, с помощью программно-технического комплекса «Насос», успешность применения которого не вызывает сомнений, поэтому ни одно геолого-техническое мероприятие не проводится без предварительного расчета с использованием данной программы.

Проведенные работы показали, что оптимизация оборудования УШГН открывает большие резервы, которые обеспечивают: 1) увеличение дебита эксплуатируемых скважин; 2) упрощение системы разработки месторождения с огромной экономией капитальных затрат.

Был проведен экономический расчет эффективности применения мероприятия, который составил 2743,64 тыс. р. В первую очередь, он был достигнут за счет увеличения объема добычи нефти на 697,43 т.

Так же в данной работе были рассмотрены обеспечение безопасности и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважин, оборудованных УШГН на Абдуловском месторождении. Анализ проводимых мероприятий показал их соответствие требованиям нормативных документов по охране окружающей среды.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

1 Дебит – объём жидкости (воды, нефти) или газа, стабильно поступающий из некоторого естественного или искусственного источника в единицу времени.

2 Насос – устройство для нагнетания жидкости из одного объекта в другой.

3 Нефть – природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

4 Скважина – это цилиндрическая горная выработка, диаметр которой во много раз больше ее длины, и сооружаемая без доступа человека.

АСПО – асфальто-смолистые парафиновые отложения

ВНК – водонефтяной контакт

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

КИН – коэффициент извлечения нефти

КПД – коэффициент полезного действия

МРП – межремонтный период

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПДК – предельно допустимая концентрация

СК – станок-качалка

СПО – спуско-подъемные операции

ТПШ – точка подвеса штанг

УШГН – установка штангового глубинного насоса

УЭВН – установка электропогружного винтового насоса

УЭДН – установка электродиафрагменного насоса

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ШГН – штанговый глубинный насос

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Проект разработки Абдуловского нефтяного месторождения. – Уфа: БашНИПИнефть, 2012. – 130 с.
- 2 Геологический отчет ЦДНГ-3 за 2008-2011 год. – НГДУ «Туймазанефть», ЦДНГ-3, 2011. – 80 с.
- 3 Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти [Текст]: учебник для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
- 4 Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела [Текст]: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 528 с.
- 5 Каплан, Л.С. Совершенствование эксплуатации скважин штанговыми насосами [Текст] / Л.С. Каплан. – Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2000. – 234 с.
- 6 Адонин, А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи [Текст] / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 264 с.
- 7 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
- 8 Муравьев, В.М. Спутник нефтяника [Текст]: справочная книга / В.М. Муравьев. – М.: Недра, 1977. – 304 с.
- 9 Руководство пользователя ПТК «Насос» [Текст]: – Уфа, 2001. – 46 с.
- 10 Глубинно-насосное оборудование. Методика подбора [Текст]: РД 03-00147275-065-2001. ввод в действие с 03.08.2000. – Уфа: Башнипинефть, 2000. – 82 с.
- 11 Каплан, Л.С. Введение в технологию и технику нефтедобычи [Текст]: учебное пособие / Л.С. Каплан, У.З. Рожетдинов. – Уфа: Изд-во Конкорд-Инвест, 1995. – 250 с.
- 12 Каплан, Л.С. Новые технологические и технические решения при эксплуатации скважин штанговыми насосами [Текст]: учебное пособие / Л.С. Каплан, М.М. Кабиров. – Уфа: УГНТУ, 1997. – 166 с.

- 13 Адонин, А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами [Текст] / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
- 14 Нефтепромысловое оборудование [Текст]: справочник / В.И. Бухаленко [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
- 15 Каплан, Л.С. Справочное пособие нефтяника [Текст] / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Уфа-Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2003. – 318 с.
- 16 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.
- 17 Правила ведения ремонтных работ в скважинах [Текст]: РД 153-39-023-97. ввод в действие с 01.11.97. – М.: 1997. – 71 с.
- 18 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Текст]: ППБО 116-85: утв. первым зам. министра нефтяной промышленности: ввод в действие с 25.11.85. – М.: Технорматив, 1985. – 87 с.
- 19 Правила охраны недр [Текст]: утверждены приказом Ростехнадзора от 31.07.2009 N 667: ввод в действие с 2.10.09. – М.: 2009. – 24 с.
- 20 Малышев, Ю.М. Экономика нефтяной и газовой промышленности [Текст]: учебник / Ю.М. Малышев, В.Е. Тищенко, В.Ф. Шматов. – М.: Недра, 1980. – 277 с.
- 21 Хламушкин, И.К. Методические указания к составлению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [Текст]: учеб.-метод. пособие. / И.К. Хламушкин. – Уфа, 2012. – 34 с.



## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

(обязательное)

### **Перечень демонстрационных материалов**

- 1 Геолого-физическая характеристика основных эксплуатационных объектов Абдуловского месторождения.
- 2 Динамика показателей разработки Абдуловского месторождения.
- 3 Схема штанговой глубинной установки (УШГН).
- 4 Распределение по причинам ремонтов УШГН на Абдуловском месторождении.
- 5 Подбор оборудования программно-техническим комплексом «Насос» для скважины № 2282 Абдуловского месторождения.
- 6 Алгоритм подбора оборудования УШГН.
- 7 Исходные данные для подбора оборудования УШГН.
- 8 Параметры оптимизации УШГН на Абдуловском месторождении.
- 9 Экономическая эффективность оптимизации УШГН на Абдуловском месторождении.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Расчет подбора оборудования программно-техническим комплексом «Насос»

для скважины № 2282 Абдуловского месторождения

ПТК «Насос» 4 (4.0.1.65)



### Расчет параметров установки штангового насоса

Согласовано

Утверждаю

Предприятие **Октябрьское УДНГ**

Месторождение

**Абдуловское**

Цех **03**

Куст

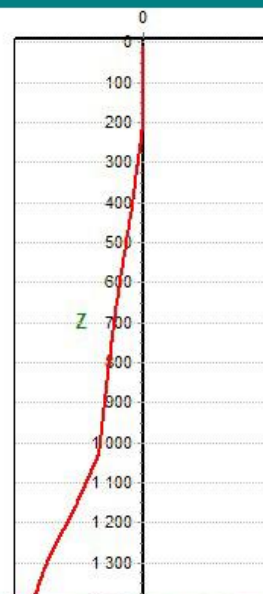
Скважина **2282**

Объект разработки

**Бобрин: С1-21ов, Су**

#### 1. Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Глубина до верх. перфорации	1502,8
Типоразмер установки	73-НВ16-М-32-35-15-2
Станок-качалка	СКДР-8-3-3.5
Длина хода, м	3
Число качаний, 1/мин	4.2
Подвеска по стволу, м	1361,4
Пластовое давление, атм	77,4
<input checked="" type="checkbox"/> Статический уровень, м	758
<input checked="" type="checkbox"/> Затрубное стат. давление, атм	14
<input type="checkbox"/> Коэффициент продуктивности, м3/(сут.атм)	0,176
<input type="checkbox"/> Забойное давление, атм	27,6
<input checked="" type="checkbox"/> Динамический уровень, м	1210
<input checked="" type="checkbox"/> Затрубное дин. давление, атм	11,3
<input checked="" type="checkbox"/> Дебит жидкости, м3/сут	<b>7,73</b>
Газосодержание на приеме, доли	0.13
Устьевое давление, атм	25
Обводненность, %	36
Диаметр эксл. колонны, мм	Внутренний 132
	Внешний 146



Инклинометрия в зоне подвески

Глубина, м	Зенит, град. мин.	Простр. кривизна, мин/10м
1370	39,44	90,55
1380	38,30	83,98
1390	37,54	35,08
1400	37,18	46,18
1410	36,45	39,48
1420	36,00	52,25

#### 1.1 Ограничения и условия расчета

Параметр	Значение
Подвеска по стволу, м	1395
Затрубное дин. давление, атм	1
Проектное Рзаб, атм	19
Мин. Рпр, атм	8
Длина хода, м	<b>Авто</b>
Число качаний, 1/мин	<b>Авто</b>
<input type="checkbox"/> Диаметр хвостовика, м	<b>не задан</b>
Длина штанги, м	8
Корреляция притока	Вогель
Коэффициент подачи	<b>не задан</b>
Макс. газосодержание, доли	0,80
<input checked="" type="checkbox"/> Макс. допустимое $\sigma_{пр}$	98

Расчитывается автоматически

Штанговая колонна			
<input checked="" type="checkbox"/> 25 мм	<input checked="" type="checkbox"/> 22 мм	<input checked="" type="checkbox"/> 19 мм	<input checked="" type="checkbox"/> Тяж.низ

Расчёт выполнил

Проверил

Дата: 28.05.2014

**1.2 Свойства флюида**

Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,05	<b>Свойства пластовой нефти</b>	
Давление насыщения, атм	42	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	903
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,8	Вязкость, мПа•с	23
Содержание азота, %	0	<b>Свойства пластовой воды</b>	
Температура пласта, °С	20	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1170
Объемный коэффициент	1	Вязкость, мПа•с	1

**2. Результаты расчета****Существующий режим**способ эксплуатации: **УСШН**установка: **73-НВ16-М-32-35-15-2**

<b>Расчитанные параметры режима</b>	
Пластовое давление, атм	77,4
Забойное давление, атм	27,6
Динамический уровень, м	1210
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут.атм)	0,176
<b>Дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>7,7</b>
<b>Дебит нефти, т/сут</b>	<b>4,5</b>

**Расчетный режим**способ эксплуатации: **УСШН**установка: **73-НВ16-А-32-30-15-2-И**

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
Подвеска по вертикали, м	1290
Подвеска по стволу, м	1395
Кривизна в зоне подвески, град/10 м	1
Зенитный угол в зоне подвески, град	40
Длина хода, м	3
Число качаний, 1/мин	3,5
Диаметр хвостовика	0
Длина хвостовика, м	0
Коэффициент подачи	<b>0,76</b>
Газосодержание на приеме	0,3
Коэффициент сепарации	0,2
Давление на приеме, атм	9
Динамический уровень, м	1275
Забойное давление, атм	19
Рзаб/Рнас	0,45
<b>Дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>9,24 (+1.51)</b>
<b>Дебит нефти, т/сут</b>	<b>5,34 (+0.87)</b>

**Компоновка колонны НКТ**

<b>Компоновка штанговой колонны</b>	
Штанг 25мм	267 м (33 шт. х 8 м + 3 м)
Штанг 22мм	304 м (38 шт. х 8 м)
Штанг 19мм	808 м (101 шт. х 8 м)
Диаметр тяж. низа, мм	22
Длина тяж. низа, м	16

<b>Нагрузки</b>	
Приведенное напряжение, Н/мм <sup>2</sup>	51,937
Нагрузка на балансир мин, т	3,08
Нагрузка на балансир макс, т	5,5